UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

SANTIAGO-CHILE

EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA INSTALACIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO COMO FUENTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL NUEVO SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

AUTOR:

ROBERTO CANCEC MURILLO

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE

INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA: SRITA. JOHANA MOYA ALFARO

PROFESOR CORREFERENTE: SR. FREDY KRISTJANPOLLER

SANTIAGO, SEPTIEMBRE DEL 2017

I. AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a mi esposa Elizabeth Caroti Campos, por apoyarme durante toda esta etapa de mi vida, en la que algunas veces incluso dejé de pasar momentos con ella, por alguna obligación de la Universidad, pero incluso en esas circunstancias siempre sentí su apoyo incondicional.

También quiero agradecer a mis padres, Roberto Cancec Durán y Gloria Murillo Hernández, que aunque ya no están físicamente conmigo, siempre los he sentido presentes y cuando he perdido las fuerzas, me han ayudado a seguir adelante, a través de su recuerdo.

Quiero agradecer a mis hermanas, Gloria Cancec Murillo, Patricia Cancec Murillo y Marcela Cancec Murillo, quienes me han apoyado en éste y en todos los desafíos que he enfrentado.

Agradezco también a mis amigos del ICIPEV: Alejandro, Alfonso, David, Diego, Fabián y Pablo. Debo decir que ha sido muy bueno conocerlos y después de todo este tiempo, logramos terminar la carrera, invictos!!!

Agradezco enormemente a mi profesora guía, la Señorita, Johana Moya Alfaro, que sin su ayuda, orientación y motivación, quizás no habría logrado terminar la memoria nunca. Debo decir que las reuniones que tuvimos fueron de mucha ayuda, me aclararon el camino a seguir, para poder culminar de buena forma mi carrera. De verdad se lo agradezco.

Quiero dar gracias a Dios, por darme la fuerza para avanzar de buena forma en este desafío y poder culminarlo de la mejor forma posible.

A mis amigos de la vida: Rodrigo Pino, Juan Carlos, Rodrigo Miranda, Gabriela Castillo y a todos mis compañeros de la música.

A mis amigos de la Usach: Juan Véliz, Matías Martínez, Enrique Fernández.

En fin, a todas las personas que me han ayudado con sus buenas vibras a terminar esta etapa de mi vida.

II. ÍNDICE GENERAL

I. AGRADECIMIENTOS 1

INTRODUCCIÓN 45

1. RESUMEN EJECUTIVO 47

1.1. Situación actual 47

1.2. Situación proyectada 48

1.3. Conclusiones 49

2. ANTECEDENTES GENERALES 51

2.1. Situación energética mundial 51

2.1.1. Relación entre el crecimiento del PIB y de la producción de energía. 52

2.1.2. Relación entre el crecimiento vegetativo y la producción de energía. 57

2.1.3. Evolución en el precio del combustible. 59

2.1.4. Precio mundial de la electricidad. 62

2.1.5. Matriz energética internacional 63

2.1.6. Energías Renovables no convencionales (ERNC) en el mundo 66

2.1.6.1. Ranking de países líderes en el uso de ERNC 66

2.1.6.2. Uso de ERNC en la región Latinoamericana. 69

2.1.6.3. Principios de la operación y evolución de la radiación solar como fuente de generación de energía eléctrica 71

2.1.6.3.1. Radiación solar 71

2.1.6.3.2. Configuraciones para la generación de energía eléctrica en base a radiación solar 72

2.1.6.3.3. Características de las estructuras de paneles fotovoltaicos. 74

2.1.7. Políticas y proyecciones internacionales acerca del medio ambiente y la energía 78

2.2. Situación Energética nacional 79

2.2.1. Descripción de los sistemas eléctricos 79

2.2.1.1. Interconexión SIC-SING 80

2.2.2. Matriz energética 82

2.2.2.1. La industria de la generación eléctrica en Chile y sus principales inversionistas 88
2.2.2.2. Topología de plantas fotovoltaicas en Chile 92
2.2.2.3. Situación económica y financiera de la industria de generación eléctrica nacional 93
2.2.2.4. Condiciones de financiamiento en proyectos de generación nacionales 94
2.3. Normativas y decretos para la industria de la generación eléctrica en Chile 96
2.3.1. Políticas y proyecciones nacionales acerca del medio ambiente y la energía 97
2.3.1.1. Ministerio de Energía 97
2.3.1.2. Ministerio del Medio Ambiente 98
3. MARCO TEÓRICO 100
3.1. Generación de Energía Eléctrica 100
3.1.1. Conceptos generales de electricidad. 100
3.1.2. Definición de generación de energía eléctrica. 101
3.1.2.1. Composición de un panel fotovoltaico 102
3.1.2.2. Funcionamiento de la generación eléctrica por paneles fotovoltaicos 104
3.2. Definición de licitación para proyectos de generación de energía 107
3.2.1. Bloques de suministro N°1 112
3.2.2. Bloques de suministro N°2 113
3.3. Principios de operación en el sistema. 114
3.4. Principios de evaluación de un proyecto de inversión 120
3.5. Diagnóstico 122
3.5.1. Definición de la Idea del Proyecto 123
3.5.1.1. Árbol del Problema 123
3.5.1.2. Árbol del Objetivo 124
3.5.2. Objetivos del proyecto 125
3.5.3. Alcance del proyecto 125
3.5.3.1. Alcance Sectorial 125
3.5.3.2. Alcance Temporal 126
3.5.3.3. Alcance Geográfico 126
3.5.3.4. Alcance de Segmento 126

3.5.4. Justificación del proyecto 126
3.5.5. Análisis Externo 127
3.5.6. Análisis de los involucrados 127
3.5.6.1. Grado de influencia de los involucrados 129
3.5.7. Análisis del Impacto del Proyecto. 130
3.6. Estudio de Mercado 132
3.6.1. Segmentación de mercado 132
3.6.2. Definición del Producto 133
3.6.3. Proyección de demanda 133
3.6.4. Proyección de la oferta 142
3.6.5. Análisis del Sistema de Comercialización 143
3.7. Estudio Técnico 146
3.7.1. Localización del proyecto. 146
3.7.2. Análisis del tamaño del proyecto 146
3.7.3. Ingeniería del proyecto 146
3.8. Estudio de aspectos organizacionales 147
3.9. Estudio del Marco legal 148
3.10. Estudio Económico y Financiero 149
4. DIAGNÓSTICO 151
4.1. Definición de la idea del proyecto 151
4.1.1. Generación de la idea 152
4.1.1.1. Árbol del problema 153
4.1.1.2. Árbol de la solución 156
4.2. Objetivos 159
4.2.1. Objetivo general 159
4.2.2. Objetivos específicos 159
4.3. Alcance del proyecto 160
4.3.1. Alcance Sectorial 160
4.3.2. Alcance Temporal 161
4.3.3. Alcance Geográfico 161
4.3.4. Alcance de Segmento 162

4.4. Justificación del proyecto 162
4.5. Análisis Externo 164
4.5.1. Análisis de la Industria 164
4.5.1.1. Rivalidad entre competidores existentes 164
4.5.1.1.1. Crecimiento de la industria 164
4.5.1.1.2. Concentración de competidores 167
4.5.1.1.3. Costos fijos 171
4.5.1.1.4. Barreras de entrada/salida 172
4.5.1.1.5. Comportamiento de los competidores 174
4.5.1.1.6. Resumen rivalidad entre los competidores 176
4.5.1.2. Amenaza de competidores potenciales 177
4.5.1.2.1. Costos de operación 177
4.5.1.2.2. Exceso de capacidad 179
4.5.1.2.3. Contratos 181
4.5.1.2.4. Asimetrías de información 181
4.5.1.2.5. Efectos de curva de aprendizaje 182
4.5.1.2.6. Resumen amenaza de competidores potenciales 183
4.5.1.3. Poder de negociación de proveedores 184
4.5.1.3.1. Nivel de concentración del sector con el que comercializa el proveedor 186
4.5.1.3.2. Nivel de diversificación del negocio de los proveedores 186
4.5.1.3.3. Nivel de costos para una firma que desea cambiar de proveedor 187
4.5.1.3.4. Nivel de diferenciación de los productos ofrecidos por el proveedor 187
4.5.1.3.5. Existencia de sustitutos del producto ofrecido por el proveedor 188
4.5.1.3.6. Amenaza creíble de integración de proveedores a la industria de la generación fotovoltaica 188
4.5.1.3.7. Resumen del poder de negociación de los proveedores 189
4.5.1.4. Amenaza de servicios sustitutos. 189
4.5.1.4.1. Generadoras eléctricas de tipo ERNC (Sustituto perfecto) 190
4.5.1.4.2. Generadoras eléctricas de tipo convencional (sustituto imperfecto) 192
4.5.1.4.3. Resumen de amenaza de servicios sustitutos 194

4.5.1.5. Poder de negociación de los clientes. 195
4.5.2. Análisis del Mercado 195
4.5.2.1. Factores Políticos y legales 196
4.5.2.2. Factores Económicos 197
4.5.2.3. Factores Sociales y Ambientales 198
4.5.2.4. Factores Tecnológicos 199
4.6. Involucrados 200
4.6.1. Identificación de los interesados 201
4.6.1.1. Fase de inicio 201
4.6.1.2. Fase de licitación 201
4.6.1.3. Fase de Planificación 202
4.6.1.4. Fase de Ejecución y control 204
4.6.1.5. Fase de Operación de la planta 205
4.6.2. Descripción, análisis y grado de relación de los interesados con el proyecto. 205
4.6.2.1. Clientes regulados 205
4.6.2.2. Comisión Nacional de Energía (CNE) 206
4.6.2.3. Comunidades cercanas a la planta fotovoltaica 207
4.6.2.4. Consultoras legales 208
4.6.2.5. Consultores de Prevención de Riesgos y Medio Ambientales 209
4.6.2.6. Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) 210
4.6.2.7. Corporaciones de Inversión Privada e Instituciones Bancarias 211
4.6.2.8. Empresa de Ingeniería y Estudios 212
4.6.2.9. Empresa de Inspección Técnica de Obra (ITO) 213
4.6.2.10. Empresas contratistas de construcción y montaje 214
4.6.2.11. Empresas de Mantenimiento 215
4.6.2.12. Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica 216
4.6.2.13. Empresas Proveedoras de Equipos 217
4.6.2.14. Medios de Comunicación 219
4.6.2.15. Ministerio de Bienes Nacionales 220
4.6.2.16. Ministerio de Energía 221

4.6.2.17. Ministerio del Medio Ambiente 222
4.6.2.18. Ministerio del Trabajo y Previsión Social 223
4.7. Impacto del proyecto 224
4.7.1. Impacto en costos 225
4.7.2. Impacto en tiempo 227
4.7.3. Impacto en calidad 229
4.7.4. Impacto en alcance 231
5. ESTUDIO DE MERCADO 233
5.1. Definición del Producto 233
5.1.1. Valor esencial para el cliente 233
5.1.2. Características del servicio 233
5.1.3. Soporte, garantía y calidad de servicio 233
5.2. Segmentación de Mercado 234
5.2.1. Segmentación geográfica contemplando la Interconexión SIC-SING 234
5.2.1.1. Segmentación por volumen medio de consumo. 235
5.2.1.2. Segmentación por perfil horario de consumo. 236
5.3. Proyección de Demanda 236
5.4. Mercado Potencial 238
5.4.1. Clientes regulados 238
5.4.1.1. Licitaciones para clientes regulados 240
5.4.2. Clientes libres de generadoras 246
5.5. Mercado Objetivo 252
5.6. Proyección de Oferta 253
5.7. Análisis del Sistema de Comercialización 256
5.7.1. Marketing Estratégico 257
5.7.1.1. Ventaja competitiva 257
5.7.1.2. Estrategia genérica 259
5.7.1.3. Estrategia de crecimiento 261
5.7.1.4. Estrategia competitiva 262
6. ESTUDIO TÉCNICO 263
6.1. Análisis del Tamaño del Proyecto 263

6.1.1. Suministro de energía a distribuidoras, pertenecientes al actual SING 264
6.1.1.1. Potencial parque fotovoltaico a instalar en el SING 266
6.1.2. Suministro de energía a distribuidoras, pertenecientes al actual SIC 267
6.1.2.1. Potencial parque fotovoltaico a instalar en el SIC 273
6.1.3. Suministro de energía a distribuidoras, de ambos sistemas interconectados. 273
6.2. Localización del Proyecto 274
6.2.1. Orientación de la localización 274
6.2.2. Macrolocalización..... 275
6.2.2.1. Localización en el SING 275
6.2.2.2. Localización en el SIC 282
6.2.3. Microlocalización 292
6.2.3.1. Licitación para terrenos por Concesión Onerosa, destinada a ERNC en la región de Tarapacá (SING)..... 292
6.2.3.2. Licitación para terrenos por Concesión Onerosa, destinada a ERNC en la región de Antofagasta (SING) 296
6.2.3.3. Licitación para terrenos por Concesión Onerosa, destinada a ERNC en la región de Atacama (SIC) 300
6.2.3.4. Licitación para terrenos por Concesión Onerosa, destinada a ERNC en la región de Coquimbo (SIC) 301
6.2.4. Decisión de localización 301
6.3. Ingeniería del Proyecto. 303
6.3.1. Selección del proceso productivo 303
6.3.1.1. Operaciones principales..... 305
6.3.1.1.1. Generación de energía a partir de la radiación incidente 305
6.3.1.1.2. Conversión de energía corriente continua a corriente alterna (CC/CA) 329
6.3.1.1.3. Elevación del Voltaje, a través de un transformador de potencia, para trasmitir la energía..... 346
6.3.1.1.3.1. Sistema de Media Tensión en 33kV 347
6.3.1.1.3.2. Sistema de Alta Tensión en 220kV 348
6.3.1.1.3.3. Sistema de Baja Tensión..... 348
6.3.2. Proyectos complementarios..... 350

6.3.2.1. Obras Civiles 351
6.3.2.1.1. Fundaciones 351
6.3.2.1.2. Vías de acceso 352
6.3.2.1.3. Caminos internos en la planta 352
6.3.2.1.4. Cercas y puertas de acceso 352
6.3.2.1.5. Edificio de Control y sala de potencia 352
6.3.2.2. Obras Eléctricas 353
6.3.2.2.1. Sistema de Malla de Puesta a Tierra 353
6.3.2.2.2. Sistema de comunicación 353
6.3.3. Calendario de inversiones 353
6.3.3.1. Alternativa 1 354
6.3.3.2. Alternativa 2 359
6.3.3.3. Alternativa 3 363
6.3.4. Calendario de Actividades 367
7. ESTUDIO ORGANIZACIONAL 369
7.1. Estructura Organizacional 370
7.1.1. Gerencia General 371
7.1.2. Gerencia de operaciones y Mantenimiento 372
7.1.3. Gerencia legal, Recursos Humanos y Servicios Generales 374
7.1.4. Gerencia Comercial, Marketing y Finanzas 377
7.2. Leyes laborales 379
7.3. Análisis de Remuneraciones y sus proyecciones 384
8. ESTUDIO SOCIETARIO, TRIBUTARIO Y DE MARCO LEGAL 385
8.1. Estudio Societario 385
8.1.1. Tipo de sociedad 385
8.1.2. Pasos para la formación de la sociedad 387
8.1.2.1. Escritura Pública 387
8.1.2.2. Publicar la Creación de la Sociedad en el Diario Oficial 388
8.1.2.3. Iniciación de Actividades y Obtención o Registro del Rol Único Tributario RUT en el SII 388
8.1.2.4. Inspección del Servicio de Impuestos Internos 389

8.1.2.5. Impresión y timbraje de Facturas 389
8.1.2.6. Obtener la Patente Municipal. 390
8.1.3. Costo de Formación de Sociedad 390
8.2. Estudio Tributario 391
8.2.1. Impuesto de Primera Categoría 391
8.2.2. Impuesto al Valor Agregado (IVA) 392
8.2.3. Impuesto de Timbres y Estampillas 392
8.3. Estudio de Marco Legal 393
8.3.1. Ley N° 20.257 395
8.3.2. Ley N° 20.698 396
8.3.3. Ley N° 19.940 396
9. ESTUDIO ECONÓMICO 398
9.1. Definición de Parámetros 398
9.1.1. Determinación de la tasa de descuento 398
9.1.1.1. Estimación de la Tasa Libre de Riesgo (Rf) 399
9.1.1.2. Estimación de la Tasa de Rentabilidad Esperada del Mercado (E(Rm)) . 400
9.1.1.3. Estimación del Factor de medida de riesgo no sistemático (β) 403
9.1.1.3.1. Beta de AES GENER 404
9.1.1.3.2. Beta de COLBUN 405
9.1.1.3.3. Beta de ENGIE 406
9.1.1.3.4. Beta de ENELAM 406
9.1.1.3.5. Beta de ENELGXCH 407
9.1.1.3.6. Beta de ENELCHILE 407
9.1.1.3.7. Beta del Proyecto 408
9.1.1.4. Tasa de Costo de oportunidad de los accionistas (Ke) 409
9.1.1.5. Estados Financieros de las Generadoras Eléctricas 409
9.1.1.6. Tasa de descuento para el proyecto 410
9.1.2. Criterio para determinar horizonte de evaluación 411
9.2. Resumen principales parámetros para la evaluación económica del proyecto. .. 411
9.3. Evaluación Económica para las diferentes alternativas de conexión 412

9.3.1. Alternativa 1A: Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV 412
9.3.1.1. Calendario de inversiones y reinversiones 412
9.3.1.2. Calendario de Montos de Ingresos 415
9.3.1.3. Calendario de Montos de Egresos 416
9.3.1.3.1. Costos Variables 416
9.3.1.3.2. Costos Fijos 418
9.3.1.4. Depreciaciones 420
9.3.1.5. Análisis de Proyecto puro 423
9.3.1.5.1. Escudo Fiscal 423
9.3.1.5.2. Ventas de Activos 423
9.3.1.5.3. Flujo de caja puro 423
9.3.1.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK) 425
9.3.1.6. Análisis de Proyecto Financiado 425
9.3.1.6.1. Amortización e intereses 426
9.3.1.6.2. Escudo Fiscal 427
9.3.1.6.3. Flujo de caja con financiamiento 427
9.3.1.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK) 429
9.3.2. Alternativa 1B: Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV 429
9.3.2.1. Calendario de inversiones y reinversiones 429
9.3.2.2. Calendario de Montos de Ingresos 431
9.3.2.3. Calendario de Montos de Egresos 431
9.3.2.3.1. Costos Variables 431
9.3.2.3.2. Costos Fijos 431
9.3.2.4. Depreciaciones 432
9.3.2.5. Análisis de Proyecto puro 434
9.3.2.5.1. Escudo Fiscal 434
9.3.2.5.2. Ventas de Activos 434
9.3.2.5.3. Flujo de caja puro 434
9.3.2.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK) 436

9.3.2.6. Análisis de Proyecto Financiado 436
9.3.2.6.1. Amortización e intereses 436
9.3.2.6.2. Escudo Fiscal 437
9.3.2.6.3. Flujo de caja con financiamiento 438
9.3.2.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK) 440
9.3.3. Alternativa 2A: Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV 440
9.3.3.1. Calendario de inversiones y reinversiones 440
9.3.3.2. Calendario de Montos de Ingresos 443
9.3.3.3. Calendario de Montos de Egresos 445
9.3.3.3.1. Costos Fijos 445
9.3.3.4. Depreciaciones 446
9.3.3.5. Análisis de Proyecto puro 448
9.3.3.5.1. Escudo Fiscal 448
9.3.3.5.2. Ventas de Activos 448
9.3.3.5.3. Flujo de caja puro 448
9.3.3.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK) 450
9.3.3.6. Análisis de Proyecto Financiado 450
9.3.3.6.1. Amortización e intereses 451
9.3.3.6.2. Escudo Fiscal 452
9.3.3.6.3. Flujo de caja con financiamiento 452
9.3.3.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK) 454
9.3.4. Alternativa 2B: Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Crucero 220kV 454
9.3.4.1. Calendario de inversiones y reinversiones 454
9.3.4.2. Calendario de Montos de Ingresos 456
9.3.4.3. Calendario de Montos de Egresos 456
9.3.4.3.1. Costos Variables 456
9.3.4.3.2. Costos Fijos 456
9.3.4.4. Depreciaciones 457

9.3.4.5. Análisis de Proyecto puro 459
9.3.4.5.1. Escudo Fiscal 459
9.3.4.5.2. Ventas de Activos 459
9.3.4.5.3. Flujo de caja puro 459
9.3.4.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK) 461
9.3.4.6. Análisis de Proyecto Financiado 461
9.3.4.6.1. Amortización e intereses 461
9.3.4.6.2. Escudo Fiscal 462
9.3.4.6.3. Flujo de caja con financiamiento 463
9.3.4.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK) 465
9.3.5. Alternativa 3A: Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV 465
9.3.5.1. Calendario de inversiones y reinversiones 465
9.3.5.2. Calendario de Montos de Ingresos 468
9.3.5.3. Calendario de Montos de Egresos 469
9.3.5.3.1. Costos Fijos 469
9.3.5.4. Depreciaciones 470
9.3.5.5. Análisis de Proyecto puro 472
9.3.5.5.1. Escudo Fiscal 472
9.3.5.5.2. Ventas de Activos 472
9.3.5.5.3. Flujo de caja puro 472
9.3.5.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK) 474
9.3.5.6. Análisis de Proyecto Financiado 474
9.3.5.6.1. Amortización e intereses 475
9.3.5.6.2. Escudo Fiscal 475
9.3.5.6.3. Flujo de caja con financiamiento 476
9.3.5.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK) 478
9.3.6. Alternativa 3B: Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Cardones 220kV 478
9.3.6.1. Calendario de inversiones y reinversiones 478

9.3.6.2. Calendario de Montos de Ingresos 480
9.3.6.3. Calendario de Montos de Egresos 480
9.3.6.3.1. Costos Variables 480
9.3.6.3.2. Costos Fijos 480
9.3.6.4. Depreciaciones 481
9.3.6.5. Análisis de Proyecto puro 483
9.3.6.5.1. Escudo Fiscal 483
9.3.6.5.2. Ventas de Activos 483
9.3.6.5.3. Flujo de caja puro 483
9.3.6.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK) 485
9.3.6.6. Análisis de Proyecto Financiado 486
9.3.6.6.1. Amortización e intereses 486
9.3.6.6.2. Escudo Fiscal 486
9.3.6.6.3. Flujo de caja con financiamiento 487
9.3.6.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK) 489
10. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD 490
10.1. Alternativa 1A: Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV 492
10.1.1. Análisis Univariable 492
10.1.2. Análisis Multivariable 493
10.2. Alternativa 1A: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV 495
10.2.1. Análisis Univariable 495
10.2.2. Análisis Multivariable 495
10.3. Alternativa 1B: Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 14MW, montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV 498
10.3.1. Análisis Univariable 498
10.3.2. Análisis Multivariable 499

10.4. Alternativa 1B: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 14MW, montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV 501
10.4.1. Análisis Univariable 501
10.4.2. Análisis Multivariable 502
10.5. Alternativa 2A: Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV 503
10.5.1. Análisis Univariable 503
10.5.2. Análisis Multivariable 504
10.6. Alternativa 2A: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV 506
10.6.1. Análisis Univariable 506
10.6.2. Análisis Multivariable 507
10.7. Alternativa 2B: Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV 509
10.7.1. Análisis Univariable 509
10.7.2. Análisis Multivariable 510
10.8. Alternativa 2B: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV 512
10.8.1. Análisis Univariable 512
10.8.2. Análisis Multivariable 513
10.9. Alternativa 3A: Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV 514
10.9.1. Análisis Univariable 514
10.9.2. Análisis Multivariable 515
10.10. Alternativa 3A: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV 517
10.10.1. Análisis Univariable 517
10.10.2. Análisis Multivariable 518
10.11. Alternativa 3B: Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV 520

10.11.1. Análisis Univariable 520
10.11.2. Análisis Multivariable 521
10.12. Alternativa 3B: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV 523
10.12.1. Análisis Univariable 523
10.12.2. Análisis Multivariable 525
11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 527
11.1. Conclusiones 527
11.2. Recomendaciones 534
12. REFERENCIAS 535
13. ANEXOS 547
13.1. Hoja de datos característicos de Inversor Sunny Central 900CP XT 547
13.2. Hoja de datos característicos de Inversor Sunny Central 500/630/720 CP XT 548
13.3. Datos Técnicos Panel Duomax, modelo TSM-320 PEG14 549
13.4. Descripción paso a paso para obtención de RUT e Iniciación de Actividades de Personas Jurídicas por Internet (Servicio de Impuestos Internos, s.f.) 550
13.5. Descripción paso a paso para obtención de RUT e Iniciación de Actividades de Personas Jurídicas, en las oficinas del SII (Servicio de Impuestos Internos, s.f.) 551
13.6. Vida útil de los Equipos en el Sector Energético (Servicio de Impuestos Internos, 2013) 552

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Población mundial al año 2016 (Fuente: UNFPA, 2016) 57
Tabla 2: Precio de importación de combustibles fósiles, para diferentes escenarios (IEA, 2016) 60
Tabla 3: Capacidad instalada de generación, SING 2016 (Fuente: CNE, s.f.) 83
Tabla 4: Capacidad instalada de generación, SIC 2016 (Fuente: CNE, s.f.) 84
Tabla 5: Proyectos de generación en construcción, SING 2016. (Fuente: CNE, s.f.) 85
Tabla 6: Proyectos de generación en construcción, SIC 2016. (Fuente: CNE, s.f.) 86

Tabla 7: Capacidad instalada considerando los proyectos que actualmente están en construcción. (Fuente: Elaboración propia) 87

Tabla 8: Bloques de suministro de Energía para el proceso de licitación de la Resolución Exenta N°42 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)..... 108

Tabla 9: Descomposición de la energía licitada para el bloque de suministro N°1 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 112

Tabla 10: Descomposición de la energía licitada para el bloque de suministro N°2 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 113

Tabla 11: Antecedentes de la Operación Real en los sistemas nacionales SIC-SING al año 2014 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2015)..... 115

Tabla 12: Matriz de Probabilidad e impacto (Fuente: Project Management Institute, 2013) 132

Tabla 13: Regresiones anuales para el SIC, con nivel de significancia: ***1% de confianza, **5% de confianza, *10% de confianza (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2014).141

Tabla 14: Bondad del pronóstico para el SIC (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2014). 141

Tabla 15: Modelo de proyección anual para el SING, con nivel de significancia: ***1% de confianza, **5% de confianza, *10% de confianza (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2014). 142

Tabla 16: Capacidad de las centrales eléctricas en construcción (SIC+SING) en Junio 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.). 165

Tabla 17: Empresas generadoras fotovoltaicas del Sistema Interconectado Central al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.)..... 166

Tabla 18: Empresas generadoras fotovoltaicas del Sistema Interconectado del Norte Grande al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.) 166

Tabla 19: Participación de empresas generadoras en el SIC al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.) 167

Tabla 20: Participación de empresas generadoras en el SING al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.) 167

Tabla 21: Participación de empresas generadoras fotovoltaicas en el SIC al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.) 168

Tabla 22: Participación de empresas generadoras fotovoltaicas en el SING al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.) 169

Tabla 23: Costos de Inversión (US$/kW) - Estudio de Determinación de Costos de Inversión por Fuente de Generación 2016 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 172

Tabla 24: Resumen de la Rivalidad entre los competidores (Fuente: Elaboración Propia) 177

Tabla 25: Resumen de Amenaza de competidores potenciales (Fuente: Elaboración Propia) 183

Tabla 26: Principales manufactureras de módulos PV, a nivel mundial, durante el año 2015 (Fuente: Renewable Energy World, 2016)..... 184

Tabla 27: Resumen del poder de los proveedores (Fuente: Elaboración Propia)..... 189

Tabla 28: Potencial disponible de energías renovables sin superposición entre fuentes de energía, con factor de planta superior o igual a 0,3 (Fuente: Santana Ch, 2014)..... 190

Tabla 29: Potencial solar estimado, para configuraciones PV fija y con seguimiento en un eje, (Fuente: Santana Ch, 2014)..... 191

Tabla 30: Resumen de la amenaza de sustitutos (Fuente: Elaboración Propia) 195

Tabla 31: Restricciones territoriales mínimas para proyectos de ERNC (Fuente: Santana Ch, 2014)..... 203

Tabla 32: Estrategia de relación con los clientes regulados (Fuente: Elaboración propia) 206

Tabla 33: Estrategia de relación con la CNE (Fuente: Elaboración propia) 207

Tabla 34: Estrategia de relación con las comunidades cercanas a la planta fotovotaica (Fuente: Elaboración propia)..... 208

Tabla 35: Estrategia de relación con las consultoras legales (Fuente: Elaboración propia) 209

Tabla 36: Estrategia de relación con el consultor de prevención de riesgo y medio ambiente (Fuente: Elaboración propia)..... 210

Tabla 37: Estrategia de relación con el CEN (Fuente: Elaboración propia) 211

Tabla 38: Estrategia de relación con Corporaciones de Inversión Privada y Entidades Bancarias (Fuente: Elaboración propia)..... 212

Tabla 39: Estrategia de relación con Empresas de Ingeniería y Estudios (Fuente: Elaboración propia)..... 213

Tabla 40: Estrategia de relación con Empresas de Inspección Técnica de Obra (Fuente: Elaboración propia)..... 214

Tabla 41: Estrategia de relación con Empresas de Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración propia)..... 215

Tabla 42: Estrategia de relación con Empresas de Mantenimiento (Fuente: Elaboración propia) 216

Tabla 43: Estrategia de relación con Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica (Fuente: Elaboración propia)..... 217

Tabla 44: Estrategia de relación con Empresas Proveedoras de Equipos (Fuente: Elaboración propia) 218

Tabla 45: Estrategia de relación con Medios de Comunicación y redes sociales (Fuente: Elaboración propia) 220

Tabla 46: Estrategia de relación con el Ministerio de Bienes Nacionales (Fuente: Elaboración propia) 221

Tabla 47: Estrategia de relación con el Ministerio de Energía (Fuente: Elaboración propia) 222

Tabla 48: Estrategia de relación con el Ministerio del Medio Ambiente (Fuente: Elaboración propia) 223

Tabla 49: Estrategia de relación con el Ministerio del Trabajo y Previsión Social (Fuente: Elaboración propia) 224

Tabla 50: Matriz de probabilidad e impacto. Amenazas en los costos (Fuente: Elaboración Propia) 226

Tabla 51: Matriz de probabilidad e impacto. Amenazas en el tiempo (Fuente: Elaboración Propia) 228

Tabla 52: Matriz de probabilidad e impacto. Amenazas en la calidad (Fuente: Elaboración Propia) 230

Tabla 53: Matriz de probabilidad e impacto. Amenazas en el alcance (Fuente: Elaboración Propia) 231

Tabla 54: Previsión de demanda SIC y SING de clientes regulados y libres [GWh]. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 237

Tabla 55: Tasas de crecimiento de previsión de variables explicativas, período 2016-2036 [%] (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 239

Tabla 56: Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas concesionarias de distribución, en GWh anuales (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 240

Tabla 57: Distribución Porcentual de los distintos bloques de suministro, para las empresas licitantes (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 241

Tabla 58: Proyección de demanda de clientes regulados, informada por empresas concesionarias de distribución, en GWh anuales, para el proceso de licitación (Fuente: Elaboración Propia) 242

Tabla 59: Distribución porcentual de energía por punto de compra. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 243

Tabla 60: Máxima demanda de energía en GWh anuales, por punto de compra, en el horizonte de 20 años. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 245

Tabla 61: Proyección de demanda de clientes libres del SING en el período 2016-2036 [GWh] (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 247

Tabla 62: Proyección de demanda de clientes libres del SIC en el período 2016-2036 [GWh] (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 247

Tabla 63: Modelos de previsión de demanda sistémicas (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 249

Tabla 64: Previsión de demanda de clientes libres del SING, determinada por la CNE, para el período 2016-2036 en [GWh]. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)..... 249

Tabla 65: Previsión de demanda de clientes libres del SIC, determinada por la CNE para el período 2016-2036 en [GWh]. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)..... 250

Tabla 66: Ponderadores para el cálculo de potencia instalada requerida (Fuente: Elaboración Propia) 254

Tabla 67: Previsión de oferta SIC, para el horizonte 2016-2036, en MW (Fuente: Elaboración Propia) 255

Tabla 68: Previsión de oferta SING, para el horizonte 2016-2036, en MW (Fuente: Elaboración Propia) 255

Tabla 69: Plazos referenciales de construcción, montaje y puesta en servicio (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 258

Tabla 70: Candidatos a puntos de venta de energía a distribuidoras eléctricas, seleccionados para la conexión del nuevo parque fotovoltaico (Fuente: Elaboración Propia) 260

Tabla 71: Capacidad mínima requerida del nuevo parque fotovoltaico, considerando el suministro de las distribuidoras, por punto de conexión en el SING (Fuente: Elaboración Propia)..... 265

Tabla 72: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Tarapacá (Fuente: Elaboración Propia) 266

Tabla 73: Candidatos de punto de conexión y tamaño de planta en el SING (Fuente: Elaboración Propia) 267

Tabla 74: Capacidad mínima requerida del nuevo parque fotovoltaico, considerando el suministro de las distribuidoras, por punto de conexión en el SIC (Fuente: Elaboración Propia)..... 268

Tabla 75: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Diego de Almagro 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 269

Tabla 76: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 269

Tabla 77: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Maitencillo 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 269

Tabla 78: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Pan de Azúcar 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 270

Tabla 79: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Los Vilos 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 270

Tabla 80: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Quillota 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 270

Tabla 81: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Nogales 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 270

Tabla 82: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Polpaico 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 271

Tabla 83: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Melipilla 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 271

Tabla 84: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Chena 220kV (Fuente: Elaboración Propia) ... 271

Tabla 85: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Alto Jahuel 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 271

Tabla 86: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Cerro Navia 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 272

Tabla 87: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Rapel 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 272

Tabla 88: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Ancoa 220kV (Fuente: Elaboración Propia) ... 272

Tabla 89: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Itahue 220kV (Fuente: Elaboración Propia) ... 272

Tabla 90: Candidatos de punto de conexión y tamaño de planta en el SIC (Fuente: Elaboración Propia) 273

Tabla 91: Candidatos de punto de conexión y tamaño de planta, considerando ambos sistemas interconectados (Fuente: Elaboración Propia)..... 274

Tabla 92: GHI promedio anual simulado y medido, corregido por acumulación de suciedad. Estaciones de medida, localizadas en el territorio del SING (Fuente: Santana CH, 2014) 278

Tabla 93: Potencia instalada en parques fotovoltaicos, en el SING, entre los años 2014 y 2016 (Fuente: Elaboración Propia) 280

Tabla 94: Superficie y capacidad disponible para la construcción de parques fotovoltaicos en el nuevo Sistema Eléctrico Nacional, regiones geográficas del SING (Fuente: Elaboración Propia) 281

Tabla 95: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 281

Tabla 96: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 282

Tabla 97: Candidatos a punto de conexión del parque fotovoltaico en el SING, luego del estudio de Macrolocalización (Fuente: Elaboración Propia) 282

Tabla 98: GHI promedio anual simulado y medido corregido por acumulación de suciedad. Estaciones de medida, localizadas en el territorio del SIC (Fuente: Santana CH, 2014) .. 285

Tabla 99: Potencia instalada en parques fotovoltaicos, en el SIC, entre los años 2014 y 2016 (Fuente: Elaboración Propia)..... 287

Tabla 100: Superficie y capacidad disponible para la construcción de parques fotovoltaicos en el nuevo Sistema Eléctrico Nacional, regiones geográficas del SIC (Fuente: Elaboración Propia)..... 288

Tabla 101: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 289

Tabla 102: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Pan de Azúcar 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 290

Tabla 103: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Quillota 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 290

Tabla 104: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Polpaico 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 290

Tabla 105: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Chena 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 290

Tabla 106: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Alto Jahuel 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 291

Tabla 107: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Cerro Navia 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 291

Tabla 108: Candidatos a punto de conexión del parque fotovoltaico en el SIC, luego del estudio de Macrolocalización (Fuente: Elaboración Propia) 291

Tabla 109: Concesiones Onerosas de Inmuebles Fiscales para Desarrollo de Proyectos de Energía Renovables No Convencionales (ERNC), en la Región de Tarapacá (Ministerio de Bienes Nacionales, 2016) 292

Tabla 110: Valor de terrenos fiscales para concesión onerosa en la región de Tarapacá (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2016) 294

Tabla 111: Principales características de terrenos fiscales, para concesión onerosa, en la Región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015) 297

Tabla 112: Detalle del deslinde del primer terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Antoifagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015) 297

Tabla 113: Detalle del deslinde del segundo terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015) 298

Tabla 115: Detalle del deslinde del tercer terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015) 298

Tabla 115: Detalle del deslinde del cuarto terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015) 299

Tabla 116: Detalle del deslinde del quinto terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015) 299

Tabla 117: Valor de terrenos fiscales para concesión onerosa en la región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015) 300

Tabla 118: Principales características de terrenos fiscales, para concesión onerosa, en la Región de Atacama (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015) 300

Tabla 119: Detalle del deslinde del terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Atacama (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015) 301

Tabla 120: Valor de terrenos fiscales para concesión onerosa en la región de Atacama (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015) 301

Tabla 121: Frecuencia de Sombras. Alternativa de localización 1 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 306

Tabla 122: Promedio horario de la radiación incidente en unidades (W/m²). Alternativa de localización 1 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 307

Tabla 123: Temperatura media. Alternativa de localización 1 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 307

Tabla 124: Velocidad del viento a 5,5 metros. Alternativa de localización 1 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 308

Tabla 125: Pérdidas operacionales del sistema PV (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 312

Tabla 126: Características del sistema fotovoltaico, con un arreglo de paneles fijo e inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 313

Tabla 127: Resultados de la generación fotovoltaica, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 313

Tabla 128: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando un montaje fijo e inclinado de los paneles (Fuente: Elaboración propia) 314

Tabla 129: Características del sistema fotovoltaico, con arreglo tipo HTSAT, de seguidor horizontal y paneles inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 315

Tabla 130: Resultados de la generación fotovoltaica HTSAT, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)..... 315

Tabla 131: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando una configuración HTSAT, para el montaje de los paneles (Fuente: Elaboración propia) 315

Tabla 132: Frecuencia de Sombras. Alternativa de localización 2 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 318

Tabla 133: Promedio horario de la radiación incidente en unidades (W/m²). Alternativa de localización 2 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)..... 318

Tabla 134: Temperatura media. Alternativa de localización 2 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 319

Tabla 135: Velocidad del viento a 5,5 metros. Alternativa de localización 2 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)..... 319

Tabla 136: Características del sistema fotovoltaico, con un arreglo de paneles fijo e inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 320

Tabla 137: Resultados de la generación fotovoltaica, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 320

Tabla 138: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando un montaje fijo e inclinado de los paneles (Fuente: Elaboración propia) 321

Tabla 139: Características del sistema fotovoltaico, con arreglo tipo HTSAT, de seguidor horizontal y paneles inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 322

Tabla 140: Resultados de la generación fotovoltaica HTSAT, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)..... 322

Tabla 141: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando una configuración HTSAT, para el montaje de los paneles (Fuente: Elaboración propia) 322

Tabla 142: Frecuencia de Sombras. Alternativa de localización 3 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 324

Tabla 143: Promedio horario de la radiación incidente en unidades (W/m²). Alternativa de localización 3 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 324

Tabla 144: Temperatura media. Alternativa de localización 3 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 325

Tabla 145: Velocidad del viento a 5,5 metros. Alternativa de localización 3 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 325

Tabla 146: Características del sistema fotovoltaico, con un arreglo de paneles fijo e inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 326

Tabla 147: Resultados de la generación fotovoltaica, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 326

Tabla 148: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando un montaje fijo e inclinado de los paneles (Fuente: Elaboración propia) 327

Tabla 149: Características del sistema fotovoltaico, con arreglo tipo HTSAT, de seguidor horizontal y paneles inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 328

Tabla 150: Resultados de la generación fotovoltaica HTSAT, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017) 328

Tabla 151: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando una configuración HTSAT, para el montaje de los paneles (Fuente: Elaboración propia) 328

Tabla 152: Datos de entrada del inversor (Fuente: Elaboración Propia) 332

Tabla 153: Datos de entrada del panel fotovoltaico (Fuente: Elaboración Propia) 333

Tabla 154: Número de paneles fotovoltaicos a conectar en serie, por inversor (Fuente: Elaboración propia) 333

Tabla 155: Número de strings a conectar en paralelo, por inversor (Fuente: Elaboración propia) 333

Tabla 156: Número de inversores por arreglo PV (Fuente: Elaboración propia) 333

Tabla 157: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 334

Tabla 158: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia) 334

Tabla 159: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 336

Tabla 160: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 336

Tabla 161: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia) 336

Tabla 162: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 338

Tabla 163: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 338

Tabla 164: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia) 339

Tabla 165: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 340

Tabla 166: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 340

Tabla 167: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia) 341

Tabla 168: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 342

Tabla 169: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 343

Tabla 170: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia) 343

Tabla 171: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 344

Tabla 172: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia) 345

Tabla 173: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia) 345

Tabla 174: Capacidad de Transformador de Potencia (MVA) (Fuente: Elaboración Propia) 347

Tabla 175: Estructura de información solicitada referente a Costo Total de inversión. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.) 351

Tabla 176: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Adquisición de Equipamiento Principal y Eléctrico (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 355

Tabla 177: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Inversión en Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 355

Tabla 178: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Inversión en Costos Indirectos de Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 356

Tabla 179: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Inversión para la Interconexión a Subestación Tarapacá (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 356

Tabla 180: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Costo Total para el Suministro y Construcción (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 357

Tabla 181: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Total Gastos Gestión del Propietario (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)..... 358

Tabla 182: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Imprevistos (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 358

Tabla 183: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Inversión Total (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 359

Tabla 184: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Adquisición de Equipamiento Principal y Eléctrico (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 360

Tabla 185: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Inversión en Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 360

Tabla 186: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Inversión en Costos Indirectos de Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 361

Tabla 187: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Inversión para la Interconexión a Subestación Crucero (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 361

Tabla 188: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Costo Total para el Suministro y Construcción (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 361

Tabla 189: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Total Gastos Gestión del Propietario (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)..... 362

Tabla 190: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Imprevistos (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 363

Tabla 191: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Inversión Total (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 363

Tabla 192: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Adquisición de Equipamiento Principal y Eléctrico (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 364

Tabla 193: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Inversión en Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 365

Tabla 194: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Inversión en Costos Indirectos de Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 365

Tabla 195: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Inversión para la Interconexión a Subestación Cardones (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 365

Tabla 196: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Costo Total para el Suministro y Construcción (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 366

Tabla 197: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Total Gastos Gestión del Propietario (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)..... 366

Tabla 198: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Imprevistos (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 367

Tabla 199: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Inversión Total (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016) 367

Tabla 200: Programación de la construcción del parque fotovoltaico (Fuente: Elaboración Propia) 368

Tabla 201: Descripción de cargo: Gerente General (Fuente: Elaboración Propia) 371

Tabla 202: Descripción de cargo: Gerente de Operaciones y Mantenimiento (Fuente: Elaboración Propia) 372

Tabla 203: Descripción de cargo: Especialista de Operación y Mantenimiento de Sistemas de Generación Eléctrica (Fuente: Elaboración Propia) 373

Tabla 204: Descripción de cargo: Gerente legal, Recursos Humanos y Servicios Generales (Fuente: Elaboración Propia) 375

Tabla 205: Descripción de cargo: Especialista de Remuneraciones y Bienestar (Fuente: Elaboración Propia) 376

Tabla 206: Descripción de cargo: Asistente de Equipos (Fuente: Elaboración Propia) 376

Tabla 207: Descripción de cargo: Gerente Comercial, de Marketing y Finanzas (Fuente: Elaboración Propia) 377

Tabla 208: Descripción de cargo: Contador Auditor (Fuente: Elaboración Propia) 378

Tabla 209: Remuneraciones de cargos (Fuente: Elaboración propia) 384

Tabla 210: Documentos que en general los contribuyentes necesitan autorizar y/o timbrar (Fuente: Servicio de Impuestos Internos, s.f.) 389

Tabla 211: Código del tipo de generación eléctrica e impuesto al que está condicionado (Fuente: Servicio de Impuestos Internos, s.f.) 391

Tabla 212: Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada de generación (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016) 393

Tabla 213: Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada en instalaciones de transmisión (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016) 394

Tabla 214: Empresas que componen el Índice IPSA (Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago, s.f.) 401

Tabla 215: Rentabilidad Esperada del Mercado. Período 2014-2017. (Fuente: Elaboración Propia) 402

Tabla 216: Obtención de factor de riesgo del proyecto (Fuente: Elaboración Propia) 408

Tabla 217: Estados Financieros Consolidados, al 30 de Junio de 2017 (Fuente: Elaboración Propia) 410

Tabla 218: Valores promedios de Estados Financieros, en la Industria de generación Eléctrica (Fuente: Elaboración propia) 410

Tabla 219: Principales parámetros a emplear en la Evaluación Económica (Fuente: Elaboración propia) 412

Tabla 220: Activos Fijos. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 414

Tabla 221: Activos Intangibles. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 414

Tabla 222: Capital de Trabajo. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 415

Tabla 223: Ingresos operacionales anuales, en dólares. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 416

Tabla 224: Costo Variable no combustible, medido en US$/MWh (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 418

Tabla 225: Costos fijos por tecnología, como porcentaje de la inversión (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 419

Tabla 226: Egresos anuales,en dólares. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 420

Tabla 227: Vidas útiles Propiedades, planta y equipos (COLBUN, 2017) 421

Tabla 228: Cuadro de vida útil de activos, Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 422

Tabla 229: Cuadro de depreciación de activos, en dólares. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 423

Tabla 230: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 424

Tabla 231: Indicadores proyecto puro. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 425

Tabla 232: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 426

Tabla 233: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 427

Tabla 234: Indicadores proyecto financiado con crédito. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 429

Tabla 235: Activos Fijos. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 430

Tabla 236: Activos Intangibles. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 430

Tabla 237: Capital de Trabajo. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 431

Tabla 238: Egresos anuales, en dólares. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 432

Tabla 239: Cuadro de vida útil de activos, en dólares. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 433

Tabla 240: Cuadro de depreciación de activos, en dólares. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) ... 434

Tabla 241: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 435

Tabla 242: Indicadores proyecto puro. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 436

Tabla 243: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) ... 437

Tabla 244: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 438

Tabla 245: Indicadores proyecto financiado con crédito. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 440

Tabla 246: Activos Fijos. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) . 442

Tabla 247: Activos Intangibles. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 443

Tabla 248: Capital de Trabajo. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 443

Tabla 249: Ingresos operacionales anuales, en dólares, Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 444

Tabla 250: Egresos anuales, en dólares, Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 446

Tabla 251: Cuadro de vida útil de activos, Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 447

Tabla 252: Cuadro de depreciación de activos, en dólares, Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 447

Tabla 253: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 449

Tabla 254: Indicadores proyecto puro, en dólares. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 450

Tabla 255: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 451

Tabla 256: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 452

Tabla 257: Indicadores, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 454

Tabla 258: Activos Fijos. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 455

Tabla 259: Activos Intangibles. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 455

Tabla 260: Capital de Trabajo. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 456

Tabla 261: Egresos anuales, en dólares, Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 457

Tabla 262: Cuadro de vida útil de activos, en dólares, Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 458

Tabla 263: Cuadro de depreciación de activos, en dólares, Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 459

Tabla 264: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 460

Tabla 265: Indicadores proyecto puro, en dólares. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 461

Tabla 266: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 462

Tabla 267: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 463

Tabla 268: Indicadores, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 465

Tabla 269: Activos Fijos. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)467

Tabla 270: Activos Intangibles. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 467

Tabla 271: Capital de Trabajo. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 468

Tabla 272: Ingresos operacionales anuales, en dólares, Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 469

Tabla 273: Egresos anuales, en dólares, Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 470

Tabla 274: Cuadro de vida útil de activos, Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 471

Tabla 275: Cuadro de depreciación de activos, en dólares, Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 471

Tabla 276: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 473

Tabla 277: Indicadores, en dólares, proyecto puro. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 474

Tabla 278: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 475

Tabla 279: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 476

Tabla 280: Indicadores, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 478

Tabla 281: Activos Fijos. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 479

Tabla 282: Activos Intangibles. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 479

Tabla 283: Capital de Trabajo. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 480

Tabla 284: Egresos anuales, en dólares, Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 481

Tabla 285: Cuadro de vida útil de activos, Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 482

Tabla 286: Cuadro de depreciación de activos,en dólares, Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) .. 483

Tabla 287: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 484

Tabla 288: Indicadores, en dólares, proyecto puro. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 485

Tabla 289: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) .. 486

Tabla 290: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 487

Tabla 291: Indicadores, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) .. 489

Tabla 292: Costos de Inversión (US$/kW) - Elaboración en base a información proyectos de generación en contrucción y estudio (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) . 490

Tabla 293: Condición ideal de negocio, con demanda máxima en todo el período. Alternativa 1A, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia) 495

Tabla 294: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 1A, proyecto con financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)..... 497

Tabla 295: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 1B, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia) 500

Tabla 296: Condición ideal de negocio, variando sólo el nivel de inversión. Alternativa 1B, proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia) 501

Tabla 297: Condición ideal de negocio, con demanda máxima en todo el período. Alternativa 2A, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia) 506

Tabla 298: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 2A, proyecto con financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)..... 509

Tabla 299: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 2B, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia) 511

Tabla 300: Condición ideal de negocio, variando sólo el nivel de inversión. Alternativa 2B, proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia) 512

Tabla 301: Condición ideal de negocio, con demanda máxima en todo el período. Alternativa 3A, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia) 517

Tabla 302: Condición ideal de negocio, variando sólo el nivel de inversión. Alternativa 3A, proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia) 518

Tabla 303: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 3A, proyecto con financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)..... 520

Tabla 304: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 3B, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia) 522

Tabla 305: Condición ideal de negocio, variando sólo el nivel de inversión. Alternativa 3B, proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia) 524

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Radiación Global incidente en la superficie terrestre. (Fuente: Gárate P, 2014) . 72

Figura 2: Esquema de un panel solar donde se señalan los ángulos de inclinación y Azimut que definen su posición. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)..... 74

Figura 3: Panel Fijo. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)..... 75

Figura 4: Panel Fijo Horizontal. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016) 75

Figura 5: Panel HSAT. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)..... 75

Figura 6: Panel HTSAT. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016) 76

Figura 7: Panel TSAT. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016) 76

Figura 8: Panel VSAT. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)..... 77

Figura 9: Panel con seguimiento en dos ejes. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)..... 77

Figura 10: Diagrama del Sistema de interconexión. (Fuente: E-CL, 2015)..... 82

Figura 11: Esquema central fotovoltaica (Fuente: Fernández A, 2011) 93

Figura 12: Celdas, paneles, y arreglos de paneles (Fuente: Fernández A, 2011)..... 102

Figura 13: Componentes de un panel fotovoltaico (Fuente: Pilkington, s.f.) 104

Figura 14: Proceso de efecto fotoeléctrico en el Silicio (Fuente: Méndez J, Cuervo R, 2007) 105

Figura 15: Generación de Silicio tipo n (Fuente: Méndez J, Cuervo R, 2007)..... 106

Figura 16: Generación de Silicio tipo p (Fuente: Méndez J, Cuervo R, 2007) 106

Figura 17: Generación de un campo eléctrico en la unión p-n del Silicio p y Silicio n, en una celda fotovoltaica (Fuente: Méndez J, Cuervo R, 2007) 107

Figura 18: Disposición de la célula fotovoltaica (Fuente: Méndez J, Cuervo R, 2007) 107

Figura 19: Etapas de un proyecto. (Fuente: Manríquez Osorio, María, 2015)..... 121

Figura 20: Pasos de la Evaluación de Proyectos y Ejecución. (Fuente: Manríquez Osorio, María, 2015). 122

Figura 21: Ejemplo de Árbol del Problema (Fuente: Saavedra Oscar, 2005)..... 123

Figura 22: Contraposición de la Forma de un Árbol de Problema vs uno de Objetivos (Manríquez Osorio María, 2015)..... 124

Figura 23: Ejemplo de Árbol del Objetivo (Fuente: Saavedra Oscar, 2005) 124

Figura 24: Las cinco fuerzas que dan forma a la competencia del sector. (Fuente: Porter Michael E., 2008)..... 127

Figura 25: Matriz de poder/interés (Fuente: Project Management Institute, 2013) 130

Figura 26: Sistema de comercialización (Fuente: Manríquez Osorio María, 2015)..... 143

Figura 27: Determinación de Estrategia Genérica (Fuente: Manríquez Osorio María, 2015) 144

Figura 28: Efectos Económicos del estudio legal. (Fuente: Sapag, Sapag, 2008). 148

Figura 29: Árbol del Problema. Causas aplicadas al SING (Fuente: Elaboración Propia) 154

Figura 30: Árbol del Problema. Efectos aplicados al SING (Fuente: Elaboración Propia) 155

Figura 31: Árbol del Problema. Causas aplicadas al SIC (Fuente: Elaboración Propia) ... 155

Figura 32: Árbol del Problema. Efectos aplicados al SIC (Fuente: Elaboración Propia) .. 156

Figura 33: Árbol de la Solución. Medios aplicados al Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: Elaboración Propia) 157

Figura 34: Árbol de la Solución. Fines aplicados al Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: Elaboración Propia) 158

Figura 35: Diagrama Unilineal Simplificado del SING. (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, s.f.)..... 276

Figura 36: Mapa de medición del recurso solar en el SING. Primera parte (Fuente: Ministerio de Energía, s.f.)..... 279

Figura 37: Diagrama Unilineal Simplificado del SIC. Primera parte (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, s.f.)..... 283

Figura 38: Mapa de medición del recurso solar en el SIC. Primera parte (Fuente: Ministerio de Energía, s.f.)..... 286

Figura 39: Ubicación Cerro Vista Faro (Ministerio de Bienes Nacionales, 2016)..... 295

Figura 40: Ubicación Sector Alto Punta Patache (Ministerio de Bienes Nacionales, 2016) 295

Figura 41: Localización para la instalación del parque fotovoltaico proyectado. Alternativa 1 (Fuente: Elaboración Propia)..... 302

Figura 42: Localización para la instalación del parque fotovoltaico proyectado. Alternativa 2 (Fuente: Elaboración Propia)..... 302

Figura 43: Localización para la instalación del parque fotovoltaico proyectado. Alternativa 3 (Fuente: Elaboración Propia)..... 303

Figura 44: Procesos involucrados en la generación de energía eléctrica, en un parque fotovoltaico (Fuente: Elaboración Propia) 305

Figura 45: Interfaz de ingreso de datos para generación eléctrica fotovoltaica, en Explorador Solar (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)..... 311

Figura 46: Separación entre filas de paneles fotovoltaicos (Fuente: Proyecto 4399_Luna II_2V, 2017) 317

Figura 47: Tecnologías de Inversores (Fuente: SEC, s.f.) 330

Figura 48: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia) 335

Figura 49: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia) 337

Figura 50: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia) 339

Figura 51: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia) 341

Figura 52: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia) 344

Figura 53: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia) 346

Figura 54: Organigrama de la empresa administradora del parque fotovoltaico 371

Figura 55: Interfaz de búsqueda de datos bursátiles de Yahoo Finanzas (Fuente: Yahoo Finanzas, s.f.)..... 402

Figura 56: Niveles de Inversión unitaria [US$/kW], usadas en Análisis de Sensibilidad con Crystall Ball (Fuente: Elaboración Propia) 491

Figura 57: Niveles de precio para venta de energía [US$/MWh], usadas en Análisis de Sensibilidad con Crystall Ball (Fuente: Elaboración Propia)..... 492

Figura 58: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 1A – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 493

Figura 59: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 1A – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 494

Figura 60: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 1A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 496

Figura 61: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 1A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)..... 497

Figura 62: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 1B – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 499

Figura 63: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 1B – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 500

Figura 64: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 1B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 502

Figura 65: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 1B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)... 503

Figura 66: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 2A – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 505

Figura 67: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 2A – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 505

Figura 68: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 2A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 508

Figura 69: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 2A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 508

Figura 70: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 2B – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 510

Figura 71: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 2B – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 511

Figura 72: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 2B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 513

Figura 73: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 2B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 514

Figura 74: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 3A – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 516

Figura 75: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 3A – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 516

Figura 76: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 3A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 519

Figura 77: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 3A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 519

Figura 78: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 3B – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 521

Figura 79: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 3B – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 522

Figura 80: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 3B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) 525

Figura 81: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 3B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia) .. 526

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Crecimiento Total en la producción de electricidad (Fuente: IEA, 2016) 52

Gráfico 2: PIB por unidad de uso de energía, considerando PPA a $ constantes de 2011 por kg equivalente de petróleo (Fuente: Banco Mundial, s.f.). 53

Gráfico 3: Variaciones en el PIB (GDP) y la demanda de energía en países y regiones seleccionadas, 2000-2014 (Fuente: IEA, 2016)..... 54

Gráfico 4: Consumo final de electricidad a nivel mundial, por sector (Fuente: IEA, 2016) 55

Gráfico 5: Consumo final de electricidad en países de la OCDE, por sector en el año 2014 (Fuente: IEA, 2016) 55

Gráfico 6: Razón de crecimiento promedio anual en el consumo final de electricidad, por sector, para países de la OCDE (Fuente: IEA, 2016) 56

Gráfico 7: Consumo final de electricidad, por sector, en países que no participan en la OCDE, en el año 2014 (Fuente: IEA, 2016) 56

Gráfico 8: Población Total (Fuente: Banco Mundial, s.f.)..... 58

Gráfico 9: Crecimiento de la población en % anual (Fuente: Banco Mundial, s.f.)..... 58

Gráfico 10: Consumo de energía eléctrica per cápita en kWh (Fuente: Banco Mundial, s.f.) 59

Gráfico 11: Tendencias en el valor del dólar, precio del carbón y petróleo (Fuente: IEA, 2016) 60

Gráfico 12: Precio promedio del petróleo crudo, simulado para distintos escenarios (Fuente: IEA, 2016)..... 62

Gráfico 13: Crecimiento mundial en la producción de electricidad, por fuente, en el año 2014 (Fuente: IEA, 2016)..... 63

Gráfico 14: Variación en el crecimiento de la generación de electricidad en el período 2014-2015, en países de la OCDE (Fuente: IEA, 2016)..... 64

Gráfico 15: Crecimiento en la producción de electricidad, en países de la OCDE, de acuerdo a la fuente de energía primaria empleada, en el año 2015 (Fuente: IEA, 2016) 65

Gráfico 16: Capacidad de las redes eléctricas en la OCDE, de acuerdo a su fuente primaria de energía (Fuente: IEA, 2016) 65

Gráfico 17: Crecimiento en la producción de electricidad, para países que no pertenecen a la OCDE, según la fuente de energía empleada, en el año 2014 (Fuente: IEA, 2016)..... 66

Gráfico 18: Inversión global en billones de dólares en Energía Renovable, período 2004-2015, según activos (Fuente: Frankfurt School and UNEP, 2016)..... 67

Gráfico 19: Inversión global en Energía Renovable: división por tipo de economía, período 2004-2015, en billones de dólares (Fuente: Frankfurt School and UNEP, 2016) 68

Gráfico 20: Inversión global en billones de dólares en Energía Renovable, período 2004-2015, según activos y país (Fuente: Frankfurt School and UNEP, 2016)..... 69

Gráfico 21: Financiamiento de activos en Energía Renovable, durante el 2015, en Latinoamérica (excluyendo a Brasil), en billones de dólares y su crecimiento respecto al año 2014 (Fuente: Frankfurt School and UNEP, 2016)..... 71

Gráfico 22: Tendencia de las emisiones y absorciones de GEI por sector, serie 1990-2000 (Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, s.f.)..... 99

Gráfico 23: Evolución de capacidad instalada y demanda máxima SIC (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2015)..... 115

Gráfico 24: Evolución de capacidad instalada y demanda máxima SING (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2015)..... 116

Gráfico 25: Perfil diario de generación de energía en el SING (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, 2017)..... 117

Gráfico 26: Detalle horario de la generación ERNC acumulada SING (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, 2017)..... 117

Gráfico 27: Perfil diario de generación de energía en el SIC (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, 2017)..... 118

Gráfico 28: Caraterización de la demanda para un día de verano, 01 de febrero de 2021 (Fuente: CDEC SING, 2016) 119

Gráfico 29: Caraterización de la demanda para un día de invierno, 01 de julio de 2021 (Fuente: CDEC SING, 2016) 120

Gráfico 30: Centrales eléctricas en construcción (SIC+SING) en Junio 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.). 164

Gráfico 31: Evolución histórica de precios de nudo de los sistemas eléctricos chilenos (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.) 173

Gráfico 32: Curva de Economías de Escala (Fuente: Rubin-de-Celis Jaime C., 2015)..... 178

Gráfico 33: Política Energética de Chile (Fuente: Elaboración propia) 181

Gráfico 34: Curva de Experiencia (Fuente: Rubin-de-Celis Jaime C., 2015)..... 182

Gráfico 35: Precio crudo Brent, valores AEO 2016 y proyección corregida (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016)..... 193

Gráfico 36: Precio crudo WTI, valores AEO 2016 y proyección corregida (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016)..... 193

Gráfico 37: Precio de paridad proyectados para carbón (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016) 193

Gráfico 38: Proyección de precios de gas natural puesto en Chile (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016) 194

Gráfico 39: Tasas de crecimiento de previsión de variables explicativas período 2017-2036 [%] (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)..... 248

Gráfico 40: Tendencia global, en materia de costos para tecnologías de generación (Fuente: IEA, 2016) 257

Gráfico 41: Evolución de precios de módulos fotovoltaicos tipo cristalinos y de película delgada, período 2009-2014 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016) 258

Gráfico 42: Tasa de interés mercado secundario de los bonos licitados por el BCCh (BCP) a 10 años (Fuente: Banco Central de Chile, s.f.) 400

Gráfico 43: Evolución Precio Medio de Mercado Nominal entre 2006-2016 en $/kWh (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 403

Gráfico 44: Evolución Precios Ofertados en Licitaciones de Energía (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017) 404

Gráfico 45: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de AES GENER, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)..... 404

Gráfico 46: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de COLBUN, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)..... 405

Gráfico 47: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de ENGIE, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)..... 406

Gráfico 48: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de ENELAM, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)..... 406

Gráfico 49: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de ENELGXCH, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)..... 407

Gráfico 50: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de ENELCHILE, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)..... 408

Gráfico 51: Curva de garantía de desempeño de los paneles fotovoltaicos Trina Solar (Fuente: Trina Solar, s.f.) 411

Gráfico 52: Proyección de demanda energética de clientes regulados, Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración propia) 415

Gráfico 53: Proyección de demanda energética de clientes regulados, Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración propia) 444

Gráfico 54: Proyección de demanda energética de clientes regulados, Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración propia) 468

Gráfico 55: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 1A como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)..... 492

Gráfico 56: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 1A, como proyecto con Financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)..... 495

Gráfico 57: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 1B, como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)..... 498

Gráfico 58: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 1B, como proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia)..... 501

Gráfico 59: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 2A, como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)..... 503

Gráfico 60: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 2A, como proyecto con Financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)..... 507

Gráfico 61: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 2B, como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)..... 510

Gráfico 62: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 2B, como proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia)..... 512

Gráfico 63: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 3A, como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)..... 514

Gráfico 64: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 3A, como proyecto con Financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)..... 517

Gráfico 65: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 3B, como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)..... 521

Gráfico 66: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 3B, como proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia)..... 523

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la realidad energética chilena presenta requerimientos desde diversos sectores, los que buscan manifestar su influencia para la ejecución o cancelación de un proyecto de esta naturaleza.

De esta forma, el problema del suministro de energía a nivel nacional, a mediano y largo plazo, ha dejado de ser un tema netamente técnico, convirtiéndose en un aspecto transversal a toda la sociedad, pasando por organismos públicos, redes sociales, centros de educación y agentes privados.

Como respuesta al escenario antes descrito, se lleva a cabo la firma del Decreto Supremo por parte de la Presidenta Bachelet, para aprobar una nueva estrategia en el sector de energía, con lo que se busca entre otras metas asegurar que el 70% de la generación eléctrica nacional, provenga de energías renovables no convencionales (en adelante ERNC) para el año 2050, de acuerdo al Ministerio de Energía (s.f.).

Siguiendo la línea del Decreto antes mencionado y siendo coherente con el escenario actual y proyectado de las redes de transmisión de energía, es que se contempla para todos los efectos de esta memoria, el cumplimiento de la ley 20.936, publicada en el diario oficial y que entra en vigencia el día 20 de Julio de 2016, donde se establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica.

La principal repercusión que tiene la ley antes mencionada, para efectos de este trabajo, radica en el precio nudo de la energía y de la demanda proyectada, al crear un Sistema Eléctrico Nacional, que es fruto de la unión del Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante SIC y SING, respectivamente.

Como resultado de los puntos expuestos, se tiene que la realidad energética a nivel nacional, de acuerdo al informe presentado por la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE), en Febrero de 2016, presenta una potencia total instalada para el SIC, que alcanza 15.597,3 [MW], de la cual 2.041,9 [MW] corresponden a energías renovables no convencionales (en adelante ERNC), lo que representa el 13,09% de la energía generada en el SIC, mientras que la condición del SING está constituida por 4.008,3 [MW] de potencia

instalada, de los cuales 249,5 [MW] son ERNC, que representa un 6,22% del total de la capacidad del sistema. Revisando los datos anteriores, es posible apreciar que aparentemente existe un gran potencial de proyectos de ERNC, que deben tener un proceso estandarizado para su análisis de factibilidad tanto técnico como económico, como lo presenta la Comisión Nacional de Energía (s.f.).

Es así, como la presente memoria busca obtener resultados, acerca de una evaluación de factibilidad técnico-económica, de un proyecto de instalación de un parque fotovoltaico de gran nivel de potencia (superior a 3MW de capacidad instalada), para la generación de energía eléctrica, en el nuevo Sistema Eléctrico Nacional, estableciendo para ello una metodología de evaluación, basada en las ideas de Sapag, N., Sapag, R., (2008) y de Manríquez Osorio, María (2015), moldeándolas a la realidad nacional de la industria, que permita contribuir a un desarrollo sustentable de ésta.

Un aspecto clave, que enmarca el análisis presentado en esta memoria, radica en el explosivo aumento de proyectos de generación eléctrica fotovoltaica, que se ha suscitado en los últimos dos años, alcanzando la mayor tasa de crecimiento de las ERNC, en igual período. Lo anterior, crea la incertidumbre de saber si con tal aumento en la competencia, entrar a esta industria sigue siendo un negocio atractivo para los inversionistas.

Por otra parte, a fin de presentar distintos escenarios para la evaluación de factibilidad del proyecto, esta memoria se centra en los parques de generación fotovoltaica de tipo PV, especialmente en la que se refiere a paneles fijos y con capacidad de seguimiento solar en un plano horizontal (HTSAT).

1. RESUMEN EJECUTIVO

1.1. Situación actual

El contexto actual de las redes eléctricas de Alta Tensión del país, se encuentra en medio de una transformación, que busca crear un sistema más confiable y con una matriz energética más diversificada, de cara a los compromisos que el gobierno ha fijado en esta materia.

Por su parte, la competencia entre empresas generadoras de energía eléctrica, que antes era prácticamente nula, hoy se ha vuelto más intensa, lo que se pone en evidencia, en las últimas licitaciones por bloques de energía, a las que ha llamado el Ministerio de Energía, donde las Energías Renovables no Convencionales, se han logrado adjudicar una buena cantidad de estos contratos, con precios que resultan cada vez más bajos y que pone una fuerte barrera de entrada, para los potenciales competidores.

Pese a que durante los últimos años ha aumentado la participación de las ERNC, la preocupación se centra, en que al acercarse la cuota establecida de 20% de energía renovable no convencional, respecto al total, comiencen a decaer los proyectos de esta naturaleza, principalmente debido al bajo recambio que existe de las centrales térmicas, en base a combustibles fósiles, a fuentes renovables de energía.

Además, si se considera que tanto para el caso del SING como del SIC, el gran porcentaje de la electricidad generada, de tipo ERNC, se destina a los clientes libres, se crea un escenario donde el uso de la energía limpia, a nivel general disminuye, cuando principalmente la actividad minera decae, quedando un excedente de energía, que tiende a reducir el precio de ésta.

De esta forma, considerando un escenario base, donde no se realiza el recambio de las centrales, difícilmente se puede llegar a cumplir la meta final de la Política Energética, presentada en la Introducción, que busca que el 70% de la energía generada en el año 2050, sea del tipo ERNC.

1.2. Situación proyectada

Esta memoria busca determinar la conveniencia para una empresa, de instalar un parque fotovoltaico, visto desde el punto de vista de su rentabilidad y la de sus inversionistas, contemplando para ello una Metodología de Evaluación de Factibilidad Técnico-Económica, como la que plantea Sapag, N., Sapag, R., (2008).

Además, se establecen las acciones que pueden tener un impacto negativo en los resultados del proyecto, tanto en su fase de planificación, diseño, construcción y operación, del parque fotovoltaico, que pueden realizadas por los principales involucrados con el proyecto. De acuerdo a lo observado en el capítulo de diagnóstico, es necesario prestar atención a las empresas de Ingeniería, Construcción y Proveedores de equipos, ya que su mal desempeño va a afectar en tiempo, calidad, costos y alcance del proyecto.

Se establece la estructura organizacional que debe tener la empresa generadora, donde se apuesta por pocas líneas jerárquicas y personal relativamente joven, pero con experiencia en el rubro.

Complementando lo anterior, esta memoria determina las condiciones de competencia de la industria, donde se destaca el hecho, que dentro de ésta, se puede abordar un segmento específico, el cual para esta memoria resulta ser, los clientes regulados, a través de licitaciones de carácter público, estableciendo para ello una estrategia de especialista, lo que se justifica con mayor razón, al considerar el horario en que opera la planta fotovoltaica.

De acuerdo a lo anterior, se logra identificar tres puntos de venta de energía, donde se pueden atender las demandas de concesionarias de distribución eléctrica, los cuales corresponden a la Subestación Tarapacá 220kV, Crucero 220kV y Cardones 220kV.

A partir de las demandas energéticas, se logra dimensionar los parques fotovoltaicos, para cada una de las subestaciones mencionadas en el párrafo anterior. Respecto a este punto, se hace la diferencia, en el tipo de instalación, ya sea que se considere paneles montados en estructuras fijas o con seguidores de radiación incidente, denominados HTSAT.

De esta forma, los resultados del nivel de potencia, para cada una de las alternativas de proyecto de inversión, son las que se presentan a continuación:

- Alternativa 1A: Parque Fotovoltaico, con paneles fijos, de 19MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Tarapacá 220kV.

- Alternativa 1B: Parque Fotovoltaico, con configuración de paneles HTSAT, de 14MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Tarapacá 220kV.

- Alternativa 2A: Parque Fotovoltaico, con paneles fijos, de 21MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Crucero 220kV.

- Alternativa 2B: Parque Fotovoltaico, con configuración de paneles HTSAT, de 16MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Crucero 220kV.

- Alternativa 3A: Parque Fotovoltaico, con paneles fijos, de 13MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Cardones 220kV.

- Alternativa 3B: Parque Fotovoltaico, con configuración de paneles HTSAT, de 10MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Cardones 220kV.

1.3. Conclusiones

Con cualquiera de las alternativas presentadas, la empresa generadora, logra satisfacer la demanda de los clientes regulados, sin embargo, de acuerdo a los intereses de la firma, se debe apuntar a la alternativa que le ofrezca una mejor rentabilidad, para lo cual se realiza una evaluación económica y un análisis de sensibilidad de cada uno de los proyectos. En el capítulo de Evaluación Económica, se establecen dos condiciones de financiamiento: una donde la sociedad financia en forma íntegra el proyecto y otra, donde se recibe un crédito por el 80% del total de la inversión, con una tasa de interés de 7,25%, a un plazo de 20 años.

De lo mencionado anteriormente, se puede indicar que ninguna de las alternativas consideradas, resulta rentable, lo que se puede explicar por la baja demanda energética que se da en los primeros tres años de operación de la planta.

Ahora bien, cumpliendo con lo indicado, se realiza un análisis de sensibilidad, tanto univariable como multivariable, tomando como parámetros de control, el precio y el monto de inversión, de acuerdo a los siguientes valores:

- Inversión Unitaria Mínima: 1.200 [US$/kW]

- Inversión Unitaria Promedio (más probable): 1.505 [US$/kW]

- Inversión Unitaria Máxima: 1.833 [US$/kW]

Además, se considera un precio promedio de 89,34 [US$/MWh] y una desviación estándar de 29,54 [US$/MWh].

En el análisis realizado, se destacan los resultados para la Alternativa de inversión 3B, que considera el parque fotovoltaico, con configuración de paneles HTSAT, de 10MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Cardones 220kV y con un financiamiento por deuda, la cual muestra la mejor de las rentabilidades obtenidas en los proyectos evaluados, siendo el único en el cual se puede pensar en invertir, logrando un VAN positivo, con una probabilidad de ocurrencia del 53%. Además, es posible obtener con una probabilidad de 32,234%, un VAN de US$2.537.946, con una TIR de 25%, un payback de 4 años y una relación VAN sobre Inversión de 1,05.

2. ANTECEDENTES GENERALES

2.1. Situación energética mundial

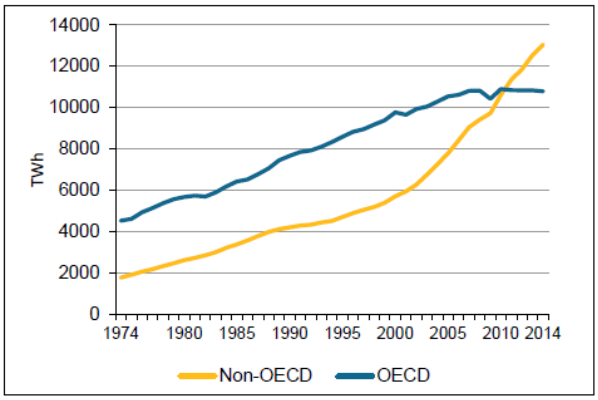
A nivel mundial, cuando se trata el tema de energía, es posible identificar tres grandes áreas, como son: la electricidad, calentamiento-enfriamiento y el combustible destinado al transporte. Entendiendo que el enfoque de este trabajo es la energía eléctrica, en adelante se aborda solamente ésta y se indica al lector que cuando se hace alusión al concepto de energía, se trata específicamente de electricidad.

Conforme a lo anterior, resulta importante identificar el contexto en que se encuentra la energía a nivel mundial y que permite entender de mejor manera la realidad que vive Chile en esta materia. Respecto a este punto, el Banco Mundial destaca el hecho de que actualmente aún existen 1.100 millones de personas que viven sin electricidad, mientras que en el caso particular de Chile, en el año 2012, el 99,6% de la población cuenta con acceso a esta forma de energía.

Es así, que la evolución de la producción energética, marca tendencias claras que son tratadas por diversos estudios realizados internacionalmente y también a nivel nacional, por diversas entidades, relacionadas directa o indirectamente con la industria de la generación de energía. Dentro de estos actores, destacan los análisis presentados por la IEA (2016), donde es posible apreciar que entre los años 1974 y 2014 la producción de energía ha tenido un crecimiento que va de los 6.287 TWh a 23.815TWh, con una tasa promedio de crecimiento anual de 3,4%. Sin embargo, la crisis económica en los países de la OCDE en el año 2008, marca una clara baja en la generación energética. Desde este punto de vista, se puede diferenciar la evolución de la producción de electricidad entre los países pertenecientes a la OCDE y aquellos que no pertenecen. Es así, que en el período comprendido entre 1974 y 2000, los países no pertenecientes, alcanzan una tasa de crecimiento de 4,6%, mientras que la tasa promedio en el aumento en la generación en los miembros de la OCDE es de 3,0%. La misma tendencia se ve entre los años 2000 y 2014, pero con una clara baja en la razón promedio de crecimiento en los integrantes de la OCDE, llegando a sólo un 0,7%, mientras que las regiones que no pertenecen a esta organización alcanzan el 6,1%, presentando una variación en la generación de energía entre los años

2013 y 2014 de un 4,2%, comparado con una caída de 0,5% para los miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, en igual período. La información con datos más actualizada, de acuerdo a lo señalado por IEA (2016), permite establecer estadísticas para la OCDE hasta el año 2015, donde nuevamente se ve una caída en el índice de generación eléctrica de un 0,2%, si se compara con el año anterior. Como consecuencia al hecho de que no se encuentra disponible estadísticas completas para la generación de energía eléctrica, para períodos que superen al año 2014, la comparación entre los segmentos antes mencionados, se limita a dicho año, sin desmedro de la posibilidad de incluir datos exclusivos de la OCDE para períodos superiores.

Gráfico 1: Crecimiento Total en la producción de electricidad (Fuente: IEA, 2016)



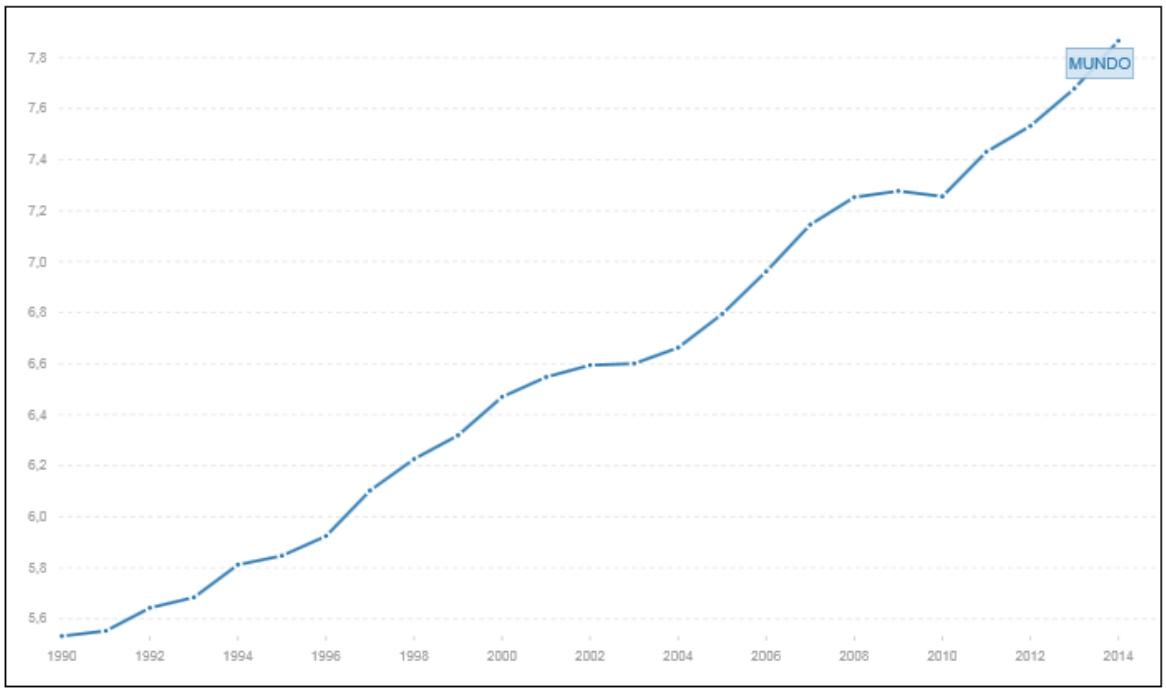
Ahora, es claro, que las variaciones en las tasas de producción de energía, no responden a un fenómeno aislado, sino que deben ser analizadas en forma conjunta con muchos otros factores, dentro de los que destacan el crecimiento vegetativo en los países, el precio de los combustibles, precio de la energía y el producto interno bruto (en adelante PIB), entre otros.

2.1.1. Relación entre el crecimiento del PIB y de la producción de energía.

Dado que el nivel de consumo energético es un fiel reflejo del crecimiento económico de un país, es preciso que el foco de sus políticas apunte a satisfacer los requerimientos de sus industrias, de una manera eficiente, sustentable y económicamente rentable. Lo anterior, se ve reflejado en datos entregados por el Banco Mundial (s.f.), donde es posible apreciar una correlación positiva entre ambos parámetros, al observar el PIB por

unidad de uso de energía, es decir el PIB a una paridad de poder adquisitivo (producto interno bruto convertido en dólares internacionales a precios del año 2011, considerando que el dólar internacional posee el mismo poder adquisitivo respecto del PIB que un dólar de los Estados Unidos en los Estados Unidos) por kilogramo equivalente de petróleo del uso de energía.

Gráfico 2: PIB por unidad de uso de energía, considerando PPA a $ constantes de 2011 por kg equivalente de petróleo (Fuente: Banco Mundial, s.f.).

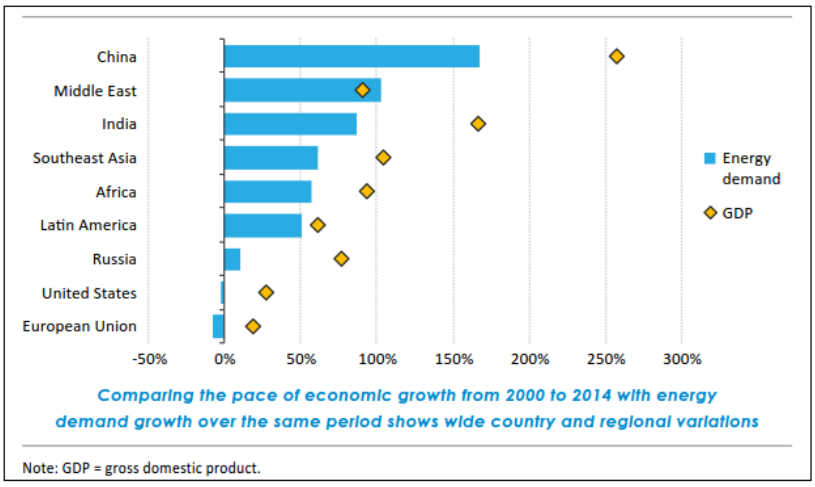


En esta gráfica es posible visualizar un cambio en la tendencia de crecimiento en el período 2009-2010, producto de la crisis económica del año 2008, situación que refuerza lo expuesto en el gráfico de crecimiento de la generación de energía eléctrica, presentado anteriormente.

A su vez, la IEA (2016) analiza la relación entre el PIB (GDP) y la energía demandada para un conjunto de países en el período 2000-2014, entendiendo que las perspectivas económicas juegan un rol fundamental, en las proyecciones del consumo de energía. Pero la agencia va más allá en su análisis, ya que establece que en países de la OCDE el crecimiento del PIB (medido en términos de PPA) se asocia con una ligera

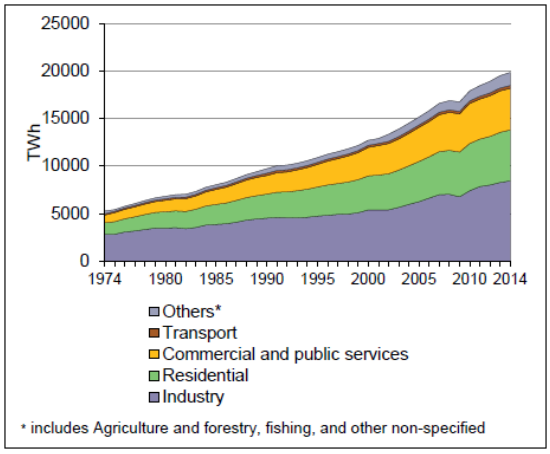
disminución de la demanda de energía primaria, condición que se atribuye a los cambios estructurales en la Economía, los efectos de saturación y las mejora en la eficiencia, que condujeron a un peak de demanda en Japón en el año 2004, en la Unión Europea en el año 2006 y en Estados Unidos en el año 2007 y que actualmente han tenido una disminución en sus niveles de demanda de un 10% para los dos primeros y un 5% para USA, referidas a los años de mayor demanda, antes mencionados. Pese a lo anterior, aún existe un estrecho vínculo entre el crecimiento económico y el consumo de energía, pudiendo establecer en forma general que "por cada 1 punto porcentual de aumento en el crecimiento económico fuera de la OCDE durante el período 2000-2014, la demanda de energía aumentó alrededor del 0,7%" (IEA, 2016).

Gráfico 3: Variaciones en el PIB (GDP) y la demanda de energía en países y regiones seleccionadas, 2000-2014 (Fuente: IEA, 2016)



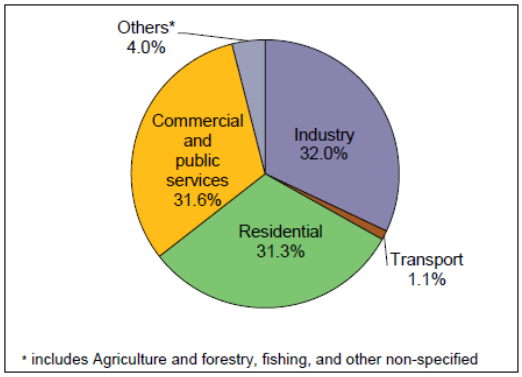
Ahora, tan importante como la relación que existe entre el PIB y el crecimiento en la demanda de energía, es el vínculo que tiene este último con el sector al que pertenece el consumidor final. Es así, como IEA (2016) presenta tendencias claves de electricidad, donde se destaca el hecho que el consumo final de electricidad en el año 2014 ha alcanzado los 19.841 TWh.

Gráfico 4: Consumo final de electricidad a nivel mundial, por sector (Fuente: IEA, 2016)



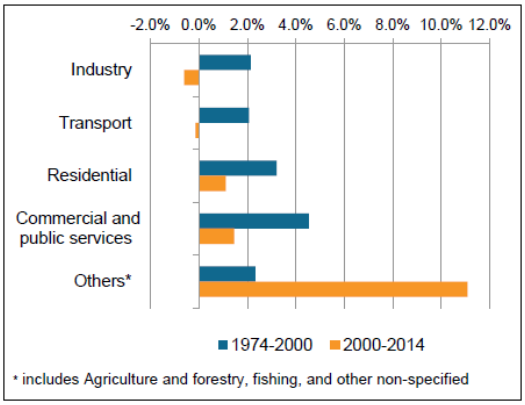
Este consumo de electricidad, nuevamente es posible diferenciarlo entre países que pertenecen a la OCDE y aquellos que no. Así, gran parte del crecimiento en el consumo de electricidad por parte de sus miembros se deben a los sectores residencial, comercial y de servicios públicos, los que en su conjunto han permitido el aumento en la demanda total desde un 48,4% en 1974 a 63% en 2014. Sin embargo, la cantidad de energía eléctrica consumida en la industria va desde los 1.874 TWh en 1974 a los 2.983 TWh en 2014, lo que representa una caída en la participación en el consumo total de energía, pasando de un 48,8% a un 32%. Algunos países de la OCDE como Corea muestran un patrón diferente de comportamiento, donde la participación en el consumo total incluye un 53,3% de gasto en la industria y sólo un 12,9% se puede atribuir al gasto residencial, medidos en el año 2014.

Gráfico 5: Consumo final de electricidad en países de la OCDE, por sector en el año 2014 (Fuente: IEA, 2016)



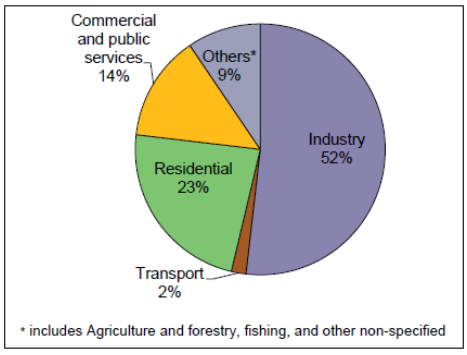
Esta baja en el consumo a nivel industrial, se explica de la misma forma que en la comparación entre el uso de energía y el crecimiento del PIB, vale decir por bajas en las tasas de crecimiento económico, cambios estructurales y mejoras en la eficiencia energética en la industria manufacturera y sus procesos. Las claras variaciones en la matriz de consumo de electricidad, a las que se hace referencia, para los integrantes de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, se puede visualizar en la siguiente gráfica.

Gráfico 6: Razón de crecimiento promedio anual en el consumo final de electricidad, por sector, para países de la OCDE (Fuente: IEA, 2016)



La situación cambia cuando se revisa el comportamiento en países que no pertenecen a la OCDE, pudiéndose ver un incremento de 3,9% en el consumo observado en el año 2013, con lo que se llega a un nivel de 10.520 TWh, donde el mayor porcentaje del consumo se encuentra en el sector industrial, que abarca un 52% de éste.

Gráfico 7: Consumo final de electricidad, por sector, en países que no participan en la OCDE, en el año 2014 (Fuente: IEA, 2016)



2.1.2. Relación entre el crecimiento vegetativo y la producción de energía.

Antes de señalar una relación entre el crecimiento de la población mundial y la producción (y/o generación) de energía eléctrica es preciso establecer la situación actual de los habitantes en el mundo. Para lo anterior, se acude a la información otorgada por las Naciones Unidas (UNFPA, 2016) en su informe denominado Estado de la Población Mundial 2016, donde es posible apreciar que el total de número de personas sobrepasa los 7.400 millones. Un mayor detalle de lo descrito es presentado en la siguiente tabla.

Tabla 1: Población mundial al año 2016 (Fuente: UNFPA, 2016)

Datos mundiales y regionales	Población Total en millones 2016	Tasa media de crecimiento anual de la población, en porcentaje 2010-2016	Esperanza de vida al nacer, 2015-2020	
			Varones	Mujeres
África Occidental y Central	414	2,7	56	58
África Oriental y Meridional	561	2,7	60	64
América Latina y El Caribe	636	1,1	72	79
Asia y El Pacífico	3.902	1	70	73
Estados Árabes	346	2	68	72
Europa Oriental y Asia Central	241	0,9	69	76
Regiones más desarrolladas	1.255	0,3	76	82
Regiones menos desarrolladas	6.178	1,4	68	72
Países menos adelantados	977	2,4	63	66
Total mundial	**7.433**	**1,2**	**69**	**74**

Al revisar la evolución de la población, claramente ésta ha ido aumentando, principalmente por mejoras en las condiciones de salud, entre otros factores, sin embargo la tasa con que se ha dado el crecimiento presenta fluctuaciones, pudiéndose ver una tendencia a la baja en los últimos años. Lo anterior, se puede apreciar en los datos entregados por el banco mundial, los cuales se presentan en las siguientes dos gráficas, en un período que comprende los años 1960 y 2015, inclusive.

Gráfico 8: Población Total (Fuente: Banco Mundial, s.f.)

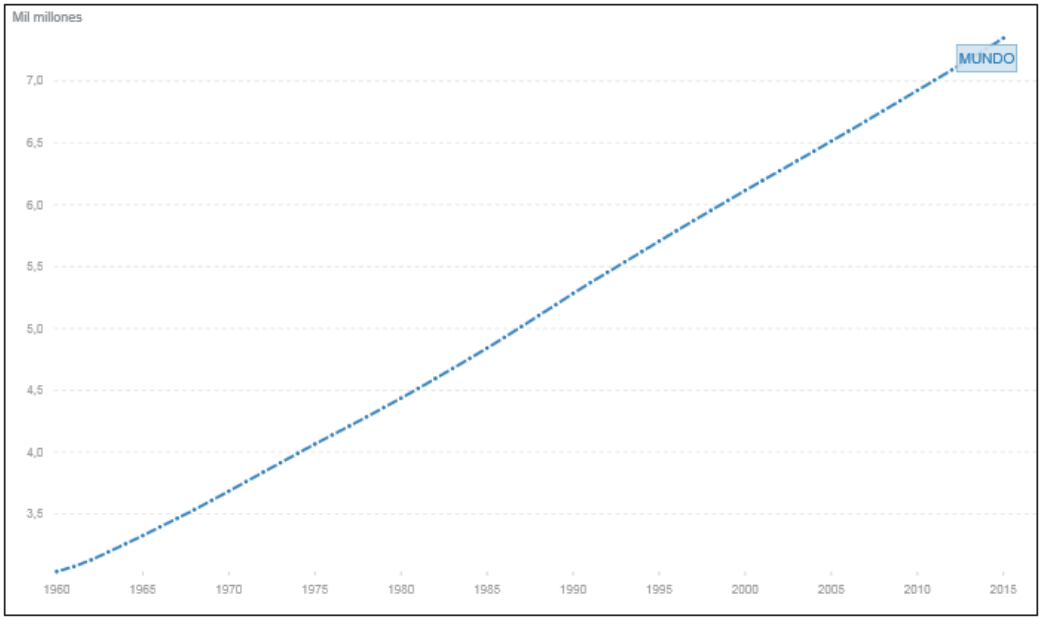
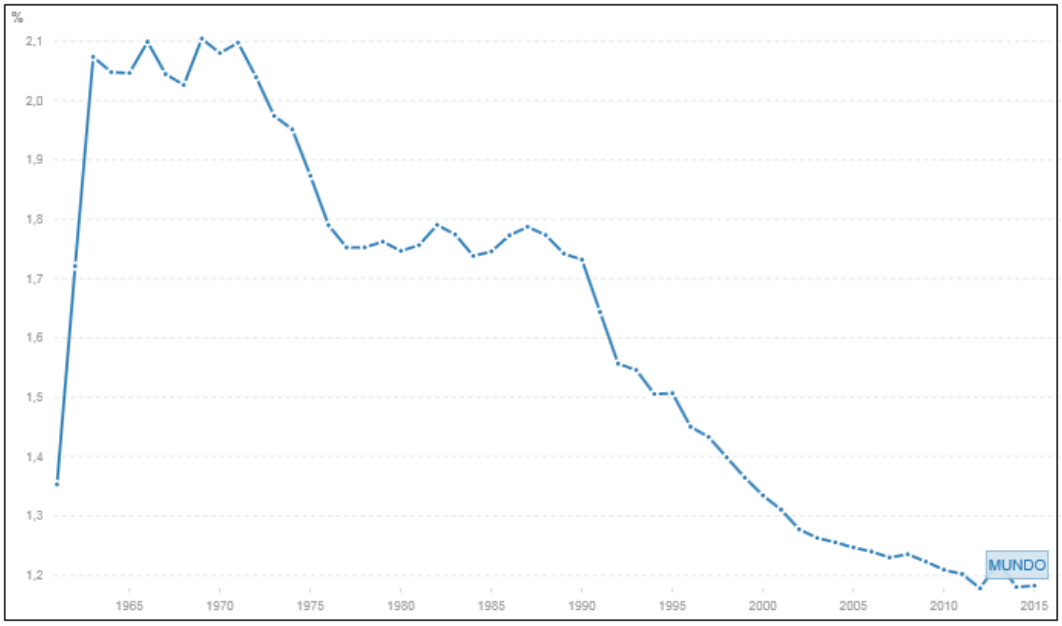
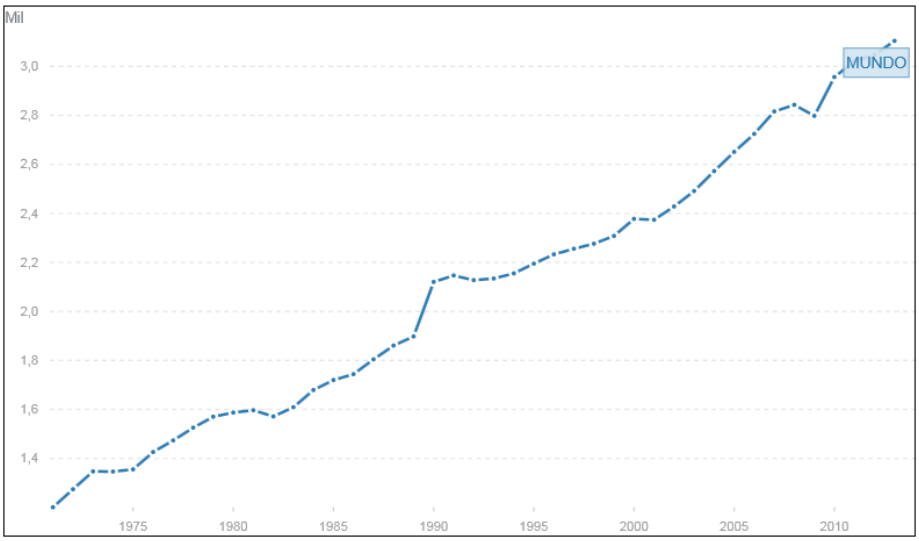


Gráfico 9: Crecimiento de la población en % anual (Fuente: Banco Mundial, s.f.)



Ahora, es importante verificar cómo ha sido el comportamiento en el consumo de la energía eléctrica, a lo largo del mismo período, de forma de poder identificar si existe una relación entre ambos, empleando para ello, los datos del Banco Mundial.

Gráfico 10: Consumo de energía eléctrica per cápita en kWh (Fuente: Banco Mundial, s.f.)



La gráfica permite visualizar una tendencia al alza, salvo en contados períodos, donde resalta el comprendido entre los años 2008 y 2009, lo que permite identificar a priori que existiría una relación mayor entre el consumo de energía y el crecimiento en el PIB.

2.1.3. Evolución en el precio del combustible.

En relación a la producción de energía, es posible apreciar la influencia que tiene el precio de los combustibles en ella, que no sólo afecta a las plantas que lo usan como fuente en su generación, sino que a la industria en general, dado que condiciona la operación de una central con determinada tecnología en desmedro de otra, de acuerdo a sus costos de producción. Por esta razón, es que la Academia Internacional de Energía, en el 2016, a través de su World Energy Outllok (WEO), del año 2016, busca introducir esta variable, dentro de un modelo que busca simular diferentes escenarios energéticos hacia el año 2040. Para lo anterior, considera dentro de sus supuestos que todos los precios de la energía, las inversiones y otros costos se expresan en dólares constantes, lo que resulta ser una buena aproximación, dado que intenta comprender la dinámica a largo plazo del sector energético, en forma aislada.

Dentro de la documentación presentada por la IEA (2016), es posible apreciar el comportamiento que ha tenido el precio del petróleo y el carbón, dentro de los últimos 5 años, presentando una tendencia a la baja, hasta el año 2016. Sin embargo, al revisar los

tres escenarios propuestos por la IEA, se ve que en una proyección del escenario energético actual, sus precios aumentan.

Gráfico 11: Tendencias en el valor del dólar, precio del carbón y petróleo (Fuente: IEA, 2016)

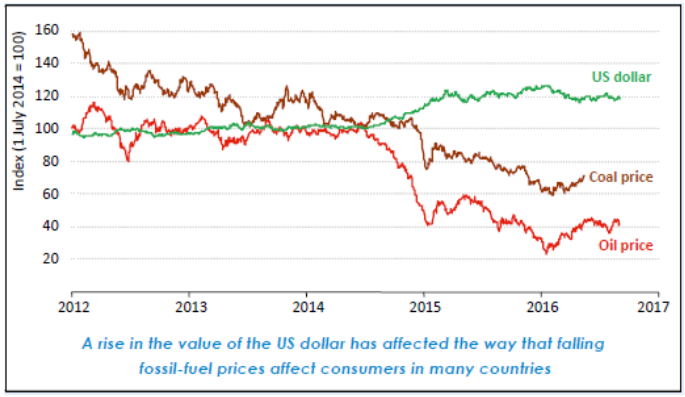


Tabla 2: Precio de importación de combustibles fósiles, para diferentes escenarios (IEA, 2016)

		New Policies Scenario			Current Policies Scenario			450 Scenario		
Real terms ($2015)	**2015**	**2020**	**2030**	**2040**	**2020**	**2030**	**2040**	**2020**	**2030**	**2040**
IEA crude oil ($/barrel)	51	79	111	124	82	127	146	73	85	78
Natural gas ($/MBtu)										
United States	2.6	4.1	5.4	6.9	4.3	5.9	7.9	3.9	4.8	5.4
European Union	7.0	7.1	10.3	11.5	7.3	11.1	13.0	6.9	9.4	9.9
China	9.7	9.2	11.6	12.1	9.5	12.5	13.9	8.6	10.4	10.5
Japan	10.3	9.6	11.9	12.4	9.9	13.0	14.4	9.0	10.8	10.9
Steam coal ($/tonne)										
OECD average	64	72	83	87	74	91	100	66	64	57
United States	51	55	58	60	56	61	64	53	52	49
European Union	57	63	74	77	65	80	88	58	57	51
Coastal China	72	78	86	89	79	92	98	73	72	67
Japan	59	66	77	80	68	84	92	61	59	53

Notes: MBtu = million British thermal units. Gas prices are weighted averages expressed on a gross calorific-value basis. All prices are for bulk supplies exclusive of tax. The US price reflects the wholesale price prevailing on the domestic market. The China and European Union gas import prices reflect a balance of LNG and pipeline imports, while the Japan import price is solely LNG.

Revisando el último trimestre de 2016, países como Arabia Saudita y otros productores claves, de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC), han aumentado su producción a máximos históricos, originados por el ajuste en el mercado, que ha dependido de la interacción entre dos variables: el estímulo que un precio más bajo da a la demanda de petróleo y la revisión en sus precios de fuentes más caras, muchas de las

cuales no pertenecen a la OPEC. El crecimiento de la demanda de petróleo ha sido relativamente fuerte, y al momento de realizado el estudio por la IEA se proyecta que llega a 1,2 millones de barriles por día (mb/d) para el 2016. Se han comenzado a dar recortes en las inversiones en la producción de países que no son de la OPEC y al 2016 se espera que disminuya alrededor de 0.9 mb/d. Lo anterior, tiene su contraste en el constante aumento de la producción de bajo costo de los principales actores de Medio Oriente, lo que ha generado que los inventarios mundiales se mantengan en niveles elevados.

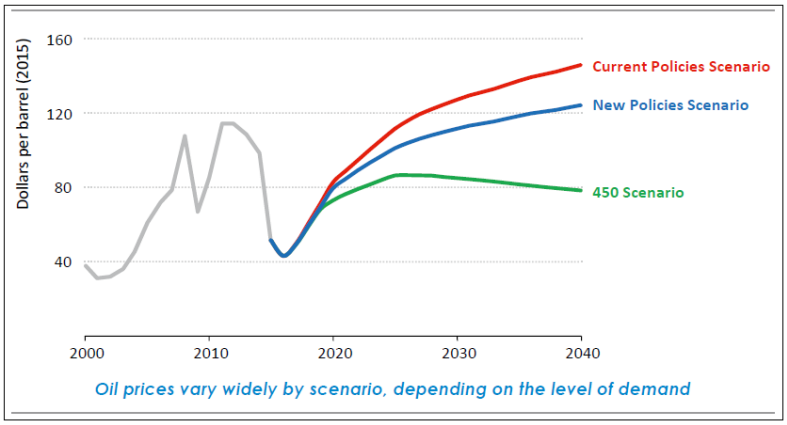
Pese a lo anterior, es esperable que el petróleo entre en un nuevo período de volatilidad de precios a medida que busca un nuevo equilibrio, sin embargo para fines de su proyección, la IEA en su World Energy Outlook (WEO) del 2016, no intenta modelar las fluctuaciones de precios a corto plazo, pero indica que, en el Escenario de Nuevas Políticas, un precio de alrededor de 80 $/barril sería suficiente y necesario para equilibrar el mercado en el año 2020.

Ahora bien, en el escenario de Nuevas Políticas, la tendencia de los precios del petróleo, sigue subiendo gradualmente después de 2020, con tres consideraciones principales que sustentan este aumento, de acuerdo a IEA (2016). La primera se refiere a la cantidad de nueva producción, que se requiere para mantener el ritmo de la demanda. Esto puede parecer modesto, ya que el uso de petróleo aumenta sólo 13 mb/d en un período de 25 años, pero la mayor parte de la inversión requerida, apunta al reemplazo de la producción en declive de los campos existentes. En segundo lugar, en casi todos los casos modelados por IEA (2016), el petróleo es más costoso de producir en el año 2040 que hoy. En los últimos años se han producido fuertes reducciones de costos en muchas actividades que emplean petróleo, pero, según estimaciones de la Academia Internacional de Energía, “hay un componente cíclico de estas reducciones que se va a revertir a medida que la actividad aumenta y los mercados de suministro y servicios se ajusten”, (IEA, 2016). La tercera consideración se refiere a los efectos del agotamiento: a medida que se agota el "petróleo fácil", los productores se ven obligados a pasar a reservas más desafiantes y complejas, que son más costosas de desarrollar y muchas veces de menor calidad de recursos.

Además, las limitaciones logísticas y de otro tipo que influyen en la velocidad a la que se puede desarrollar el petróleo (tanto en países de la OPEC como de países no OPEC) pueden mantener fácilmente la trayectoria del precio del petróleo por encima del costo marginal del barril, necesario para satisfacer la demanda. Las limitaciones antes mencionadas incluyen riesgos geopolíticos que pueden limitar la inversión y la producción del petróleo en el Medio Oriente, entendiendo que estos productores apuntan a mantener un nivel de precios global, superior al que implica la curva de oferta-costo.

De acuerdo a los resultados del World Energy Outlook del año 2016, existe una diferencia entre los escenarios de energía actual y el de Nuevas Políticas, donde la mayor demanda implica que los países no pertenecientes a la OPEC, quienes tienen campos de explotación más costosos, suministren una mayor cantidad de petróleo. Por el contrario, en el Escenario 450, una acción política más agresiva para frenar la demanda del combustible, ocasiona un equilibrio de mercado a un precio más bajo.

Gráfico 12: Precio promedio del petróleo crudo, simulado para distintos escenarios (Fuente: IEA, 2016)



2.1.4. Precio mundial de la electricidad.

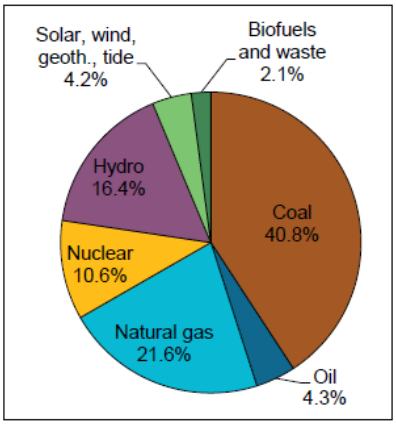
De acuerdo a lo expuesto en IEA (2016) el precio de la electricidad en la OCDE ha presentado una caída de un 0,3% entre los años 2014 y 2015. Esto es resultado de una disminución de un 0,6% en el precio de la energía eléctrica para la Industria, mientras que para el consumo residencial se ha producido un alza de 0,1%. Sin embargo, los precios varían dependiendo del país, así el sector Industrial presenta el menor de los montos en

Noruega, con un valor de 35,34 dólares por MWh, mientras que en el otro extremo, el mayor pago a realizar por electricidad se produce en Italia con 263,33 dólares por MWh. Para el caso del sector residencial, las mayores diferencias en la OCDE se presentan entre México y Dinamarca, alcanzando precios de US$75,33 por MWh y US$337,38 por MWh, respectivamente.

2.1.5. Matriz energética internacional

La Agencia Internacional de Energía (IEA), presenta en el año 2016, una serie de resultados respecto a las perspectivas claves de la electricidad. Dentro de la información más relevante, se aprecia que en el año 2014, el 66,7% de la generación de electricidad era en base a combustibles fósiles, las centrales hidroeléctricas producían el 16,4%, las plantas de energía nuclear el 10,6%, biocombustibles y residuos el 2,1% y la energía geotérmica, solar y eólica representaban un aporte a la matriz energética de un 4,2%.

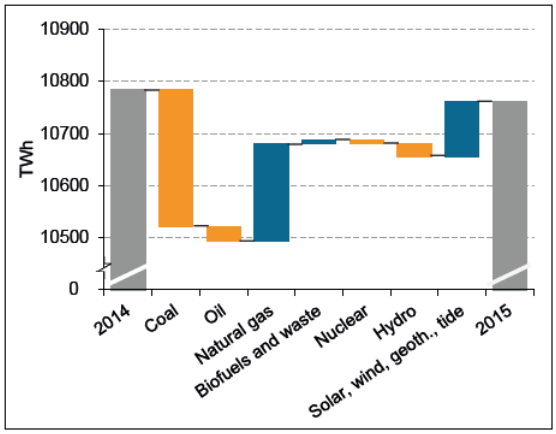
Gráfico 13: Crecimiento mundial en la producción de electricidad, por fuente, en el año 2014 (Fuente: IEA, 2016)



En el período 2014-2015, se registra una disminución en la producción de electricidad, que emplea como fuente los combustibles fósiles, entre los países de la OCDE, principalmente en carbón y petróleo, con una caída de 7,6% y 10,6%, respectivamente. A su vez, la energía nuclear tuvo una leve baja en su producción, mientras que la generación de electricidad en base a gas natural aumentó en 7,2%. Para el caso de las energías renovables no convencionales, tales como la eólica, solar y biocombustibles, se presentó un

alza de 16%, 17,8% y 2,5%, respectivamente. En tanto, la hidroelectricidad, presenta una reducción en su producción de un 1,9%.

Gráfico 14: Variación en el crecimiento de la generación de electricidad en el período 2014-2015, en países de la OCDE (Fuente: IEA, 2016)



En el año 2015, los datos de crecimiento en la producción mundial de energía, permiten distinguir los aportes de las principales fuentes, al escenario energético de la OCDE. En concordancia con lo anterior, las capacidades instaladas en las centrales de generación, han presentado un incremento entre los años 1974 y 2000 de un 2,9%, teniendo los mayores crecimientos en centrales nucleares con 6,9%, centrales hidroeléctricas con un 3,4% y centrales térmicas con un 2,2%. Ahora, si se revisa la evolución histórica reciente de las fuentes de generación, se vislumbra una tendencia al uso cada vez mayor de ERNC, destacando su incremento entre los años 2000 y 2014, donde la radiación solar y el viento son protagonistas de las mayores tasas de crecimiento promedio anual, llegando a un 44,6% para la primera y 17,4%, para la segunda. Una situación muy distinta es la que ocurre con los tres tipos de centrales mencionadas para el período 1974-2000, alcanzando un crecimiento de capacidad instalada de 0% para la generación nuclear, 1,0% para las centrales hidroeléctricas y 1,9% para las térmicas. Esta propensión al uso de energías renovables se ve reflejada en la explosión de proyectos de esta naturaleza en Chile, entre los años 2014 y 2016, situación que es abordada más adelante y que no es de extrañar si se piensa que este país actualmente es participe de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

Pues bien, los datos anteriores implican que para el año 2014, existe una capacidad instalada de 2.862 GW, de los cuales 1.725GW, corresponden a una potencia en centrales térmicas, que usan combustibles fósiles, fundamentalmente carbón y gas natural, 302GW corresponden a la capacidad de plantas nucleares, 472GW es la capacidad nominal del total de centrales hidráulicas fuera de la OCDE, 214GW es la potencia instalada en parques eólicos, 137GW en parques fotovoltaicos y 12GW en centrales geotérmicas, mareomotriz y otras formas de generación. Complementando lo anterior, es posible indicar que durante el año 2014, se adiciona una potencia de 65,1GW a la capacidad existente, de la cual la mayor contribución proviene desde las plantas fotovoltaicas con un 34,5%. Adicionalmente, centrales que emplean como fuentes primarias el viento y el gas natural, incrementaron su capacidad en 29,4% y 21,4%, respectivamente.

Gráfico 15: Crecimiento en la producción de electricidad, en países de la OCDE, de acuerdo a la fuente de energía primaria empleada, en el año 2015 (Fuente: IEA, 2016)

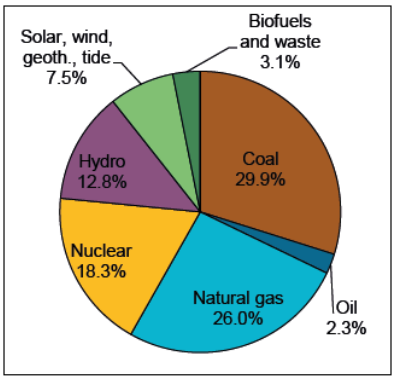
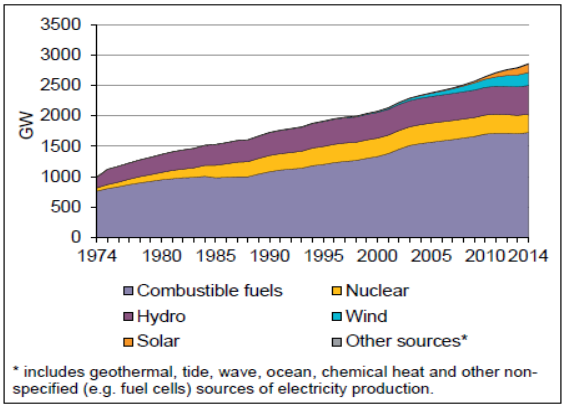
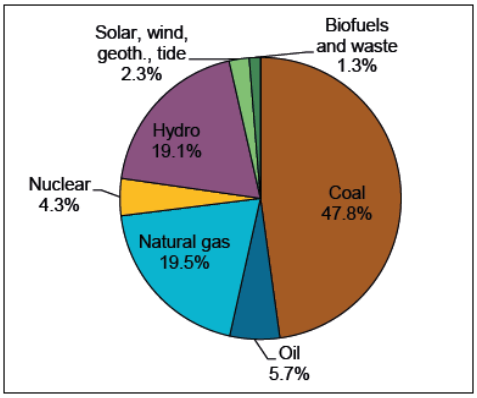


Gráfico 16: Capacidad de las redes eléctricas en la OCDE, de acuerdo a su fuente primaria de energía (Fuente: IEA, 2016)



Una situación muy diferente, es la que se aprecia en los países que no pertenecen a la OCDE, ya que en el año 2014, la proporción en la generación de energía eléctrica contenía un 73% de uso de combustibles fósiles, un 1,3% de biomasa y desechos, 19,1% era originado en centrales hidroeléctricas, 4,3% en plantas nucleares y un 2,3% era compartido entre parques eólicos, solares y centrales geotérmicas, de acuerdo a lo planteado en IEA (2016).

Gráfico 17: Crecimiento en la producción de electricidad, para países que no pertenecen a la OCDE, según la fuente de energía empleada, en el año 2014 (Fuente: IEA, 2016)



2.1.6. Energías Renovables no convencionales (ERNC) en el mundo

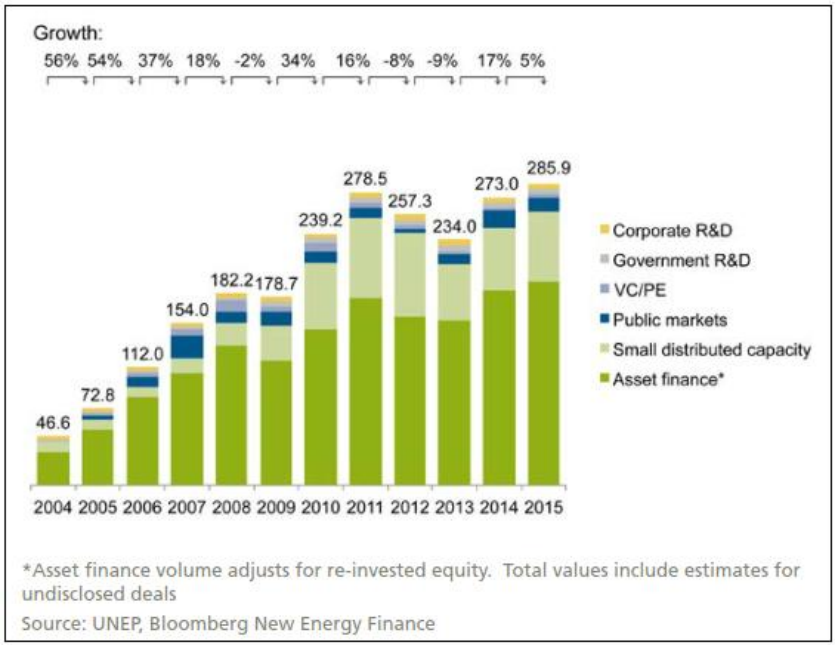
2.1.6.1. Ranking de países líderes en el uso de ERNC

Cuando se revisa el contexto internacional en el uso de recursos renovables para la generación de energía, se aprecia que dentro de las 10 industrias líderes, existen 6 países pertenecientes a la OCDE y 4 que no son miembros. El esfuerzo realizado por estas regiones se puede representar, en un nivel de inversión que ha ido en aumento y que ha sido analizado por distintas entidades, dentro de las cuales se destaca el estudio presentado en el documento Global Trends in Renewable Energy Investements 2016, que es publicado en un esfuerzo conjunto entre la Escuela de Frankfurt y la UNEP, el cual concentra una revisión de las inversiones durante el 2015 y las ocurridas en los doce meses siguientes, producto de una actualización de los datos, por parte de Bloomberg New Energy.

Es así, que en el año 2015, se produce un aumento en la inversión global en energía renovable, llegando a cifras del orden de US$ 285,9 billones. Este registro se logra, a pesar de las fluctuaciones en los tipos de cambio, que deprimieron el valor en dólares de las

inversiones en otras zonas monetarias y de las fuertes caídas de los precios del petróleo, el carbón y el gas, condición que se presenta en el apartado de precio de los combustibles fósiles de esta memoria y que ciertamente protegen la posición competitiva de la generación de electricidad, a través del uso de éstos. En la siguiente figura, es posible apreciar un aumento en las inversiones, en energías renovables, durante el período 2014-2015.

Gráfico 18: Inversión global en billones de dólares en Energía Renovable, período 2004-2015, según activos (Fuente: Frankfurt School and UNEP, 2016)



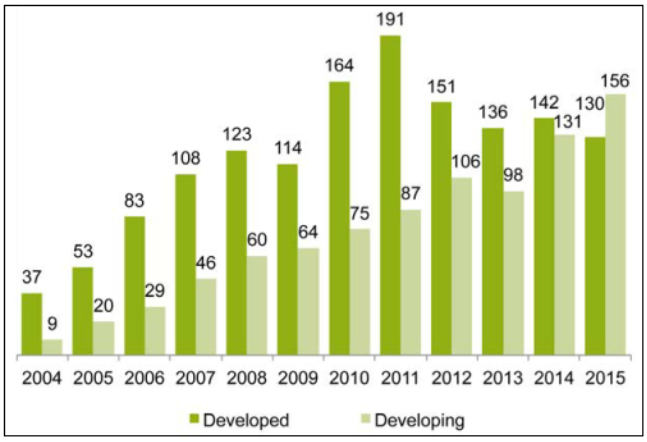
Como se aprecia en el gráfico, el mayor componente en la inversión corresponde al financiamiento de los activos de proyectos, principalmente los que tienen una escala de utility (servicios públicos), tales como parques fotovoltaicos y eólicos, los que para el año 2015, alcanzan una cifra de US$ 199 billones, es decir un aumento de un 6% respecto al año anterior. Además, existe un gran gasto en instalaciones de pequeñas capacidades de potencia.

Otro aspecto importante, es que por primera vez, las economías en desarrollo tuvieron una inversión mayor a la de los países desarrollados, pasando de una participación en la inversión global de un 49% en el 2014 a 55% en el 2015, lo que en cifras se traduce

en US$155,9 billones versus US$ 131,5 billones en el 2014. A su vez, los países con economías desarrolladas invirtieron US$130,1 billones en el 2015, lo que representa una baja en la inversión, si se compara con los US$141,6 billones del 2014.

De acuerdo a lo anterior, es posible ver como en un año, se comienza a revertir la situación presentada en el Gráfico 17, donde se ve como los combustibles fósiles dominan la inversión en fuentes de generación de electricidad.

Gráfico 19: Inversión global en Energía Renovable: división por tipo de economía, período 2004-2015, en billones de dólares (Fuente: Frankfurt School and UNEP, 2016)



El aumento en la inversión en energías renovables, en los países en desarrollo, se debe principalmente a la gran participación de China, que suma una cifra de US$102,9 billones, lo que representa más de un tercio de la inversión mundial.

Internacionalmente, el segundo lugar en inversión lo ocupa Estados Unidos, con un monto que alcanza los US$44,1 billones.

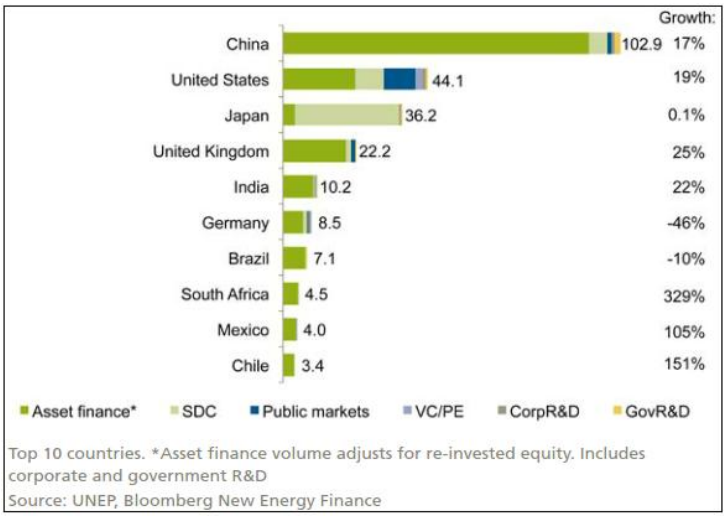
Por su parte, los países denominados en desarrollo, tales como el conjunto formado por China, India y Brasil (“los tres grandes”) han aumentado sus inversiones, durante el año 2015, en un 16% (US$120,2 billones).

Japón fue el tercero entre las naciones inversionistas durante el 2015, con una cifra de US$36,2 billones, seguido del Reino Unido e India con US$22,2 billones y US$10,2 billones, respectivamente. Por otra parte, Alemania registra una disminución de 46% en sus inversiones, comparada con el 2014, representando US$8,5 billones.

Tres "nuevos mercados" completan a los 10 principales inversionistas a nivel global: Sudáfrica que sube un 309%, equivalente a 4.500 millones de dólares, México que duplica lo realizado durante el 2014, alcanzando los 4.000 millones de dólares y Chile que presenta un alza de 143%, llegando a 3.400 millones de dólares.

Para mostrar de manera más clara las variaciones antes mencionadas, se presenta un gráfico extraído del estudio de Frankfurt School and UNEP (2016).

Gráfico 20: Inversión global en billones de dólares en Energía Renovable, período 2004-2015, según activos y país (Fuente: Frankfurt School and UNEP, 2016)



2.1.6.2. Uso de ERNC en la región Latinoamericana.

Al igual que en el caso anterior, la fuente de datos empleada en esta sección, corresponde a Frankfurt School and UNEP, (2016), por lo que se sigue la misma estructura presentada en dicho informe.

Para entender mejor el escenario internacional de las energías renovables y cuál es el estado de Chile frente a éste, es de gran ayuda conocer el contexto de la región latinoamericana. Ahora, si se quiere evaluar el crecimiento del mercado conviene excluir a Brasil, dado que tal como se aprecia en el gráfico anterior, el gasto en el que incurre durante el año 2015, pese a presentar una disminución de un 10% respecto al año anterior, sigue siendo mayor incluso al de México, que ocupa el segundo lugar dentro de Latinoamérica. Lo anterior, es coherente con una notable diferencia demográfica con el

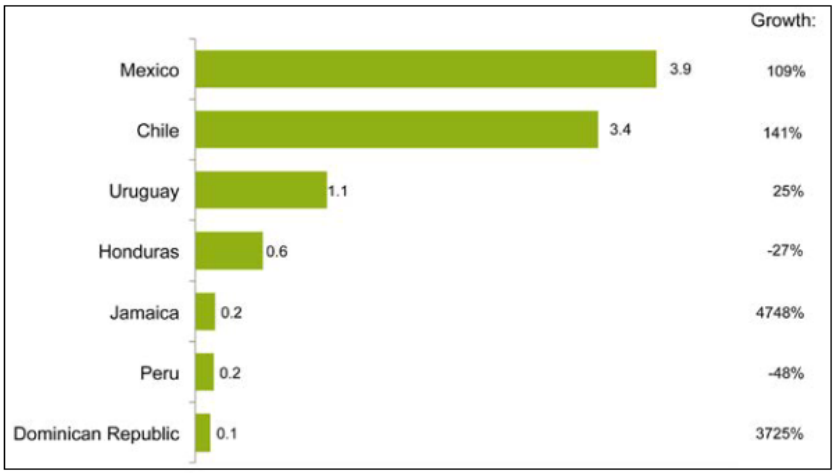
resto de los países, lo que marca claramente un nivel de consumo mayor y que hace de Brasil un mercado independiente, no sólo en el tema energético, sino que en todo nivel de industria, lo que queda demostrado en la estructura de muchas organizaciones multinacionales, que al momento de establecer su negocio en América, consideran a Brasil como un mercado independiente o como el líder de las operaciones en esta parte del mundo, tal como acontece con empresas como ABB, Siemens, Schneider, entre otras.

Entendiendo lo anterior, se pueden diferenciar tres países que han sobrepasado la barrera de los US$1.000 millones en el financiamiento de activos relacionados con proyectos de ERNC. Así, México encabeza la inversión en activos con US$3.900 millones, lo que marca un crecimiento de un 109%. El segundo lugar, lo ocupa Chile, que alcanza la suma de US$3.400 millones, lo que significa haber aumentado en un 141%, respecto al año anterior. En tercer lugar, se encuentra Uruguay, con US$1.100 millones, aumentando un 25% su inversión respecto al año 2014.

En Chile, durante Octubre del 2015, se genera una licitación por alrededor de 500MW de capacidad, cuyas ofertas de proyectos fotovoltaicos presentan precios por debajo de los parques eólicos, lo que muestra el liderazgo en el desarrollo solar a nivel de Sudamérica. Algunos de los proyectos en curso en Chile están vinculados a instalaciones mineras en el norte, que tienen acceso restringido a las redes principales.

Por el contrario, otros países no logran igualar los compromisos con proyectos de utilities alcanzados en años anteriores, como es el caso de Honduras, con US$567 millones en 2015, un 27% menos que en el 2014; Perú que realiza una inversión de US$155 millones, lo que significa una caída de un 48% respecto al año anterior. Finalmente, Panamá, Costa Rica y Guatemala, invirtieron menos de US$100 millones, lo que representa una fuerte baja si se compara con las cifras de alrededor de medio billón de dólares, cada uno, durante el año 2014.

Gráfico 21: Financiamiento de activos en Energía Renovable, durante el 2015, en Latinoamérica (excluyendo a Brasil), en billones de dólares y su crecimiento respecto al año 2014 (Fuente: Frankfurt School and UNEP, 2016)



2.1.6.3. Principios de la operación y evolución de la radiación solar como fuente de generación de energía eléctrica

Para comprender de mejor manera el funcionamiento de la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar, a continuación se presenta una breve explicación de esta energía que incide en la superficie de la tierra.

2.1.6.3.1. Radiación solar

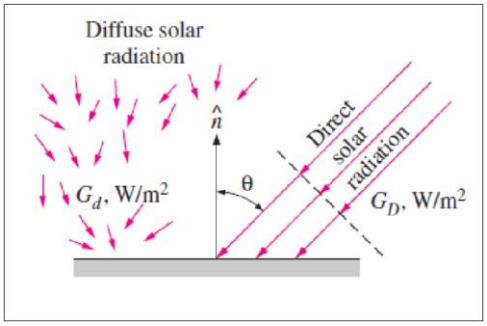
La energía del sol se debe a una reacción continua de fusión de átomos de Hidrógeno, lo que trae consigo que el centro del sol se encuentra aproximadamente a 20^6 [K] y su superficie a 5800[K]. De esta forma, la energía que llega a la atmósfera de la Tierra alcanza los 1373 [W/m^2] y se conoce como Irradiancia Solar (Gs), "que representa la tasa a la cual la energía solar incide sobre una superficie perpendicular a los rayos del sol en el borde exterior de la atmósfera, cuando la tierra se encuentra a su distancia media del sol" (Gárate P, 2014). Así, esta energía en la superficie de la Tierra, presenta una disminución respecto al valor antes mencionado, llegando a 950[W/m^2], producto de los procesos de absorción de la irradiación solar, por vapor de agua y aerosoles, la reflexión y dispersión por las nubes y las moléculas que componen la atmósfera terrestre.

Entonces, la energía solar que incide sobre la tierra es la suma de dos componentes: una radiación directa (G_D) que proviene directamente desde el sol y otra componente que viene de distintas direcciones del cielo producto de la dispersión en la atmósfera, denominada radiación difusa (Gd). De esta forma, la radiación global que incide sobre la superficie horizontal terrestre es:

$$G_{solar} = G_D * \cos\theta + G_d$$

En la siguiente figura, se muestra la incidencia de la radiación global sobre la superficie terrestre.

Figura 1: Radiación Global incidente en la superficie terrestre. (Fuente: Gárate P, 2014)



2.1.6.3.2. Configuraciones para la generación de energía eléctrica en base a radiación solar

Existen dos tipos de configuraciones que permiten realizar la transformación de dicha energía a electricidad: la fotovoltaica y la solar termoeléctrica. En la primera, al incidir la radiación sobre el panel fotovoltaico, se realiza una conversión a energía eléctrica, en corriente continua, por el efecto de las células fotovoltaicas, construidas con materiales semiconductores, principalmente silicio cristalino, que componen dicho panel. Los paneles se pueden instalar en estructuras fijas o móviles, que permiten asegurar una incidencia máxima de radiación en el panel.

Complementando la información anterior, de acuerdo a lo expuesto por Constenla (2012) existen tres tipos de celdas, que usan el silicio como principal material: monocristalinas, policristalinas y amorfas. La primera de ellas, presenta el mejor rendimiento de conversión de la radiación solar a energía eléctrica, con un rango entre un

17% y 22%, pero es la que tiene un costo de producción mayor. En las de tipo policristalinas, la materia prima ha sido "fundida, solidificada y cristalizada en lingotes, que son enfriados y luego cortados en finas láminas" (Constenla, 2012), por lo que pierde parte de la pureza del material y con ello baja el costo de su producción, pero también lo hace su eficiencia de conversión, alcanzando un rango entre 12% y 15%. Finalmente, el tercer tipo está hecho "con una delgada capa de silicio no cristalino que se coloca sobre una base rígida o flexible" (Constenla, 2012) y es la que presenta el menor costo de fabricación, así como el menor rendimiento en la conversión de energía (entre 6% y 8%).

Existen otros tipos de celdas que no emplean silicio como materia prima, como son las celdas multijunturas, que alcanzan un 32% de rendimiento y que se emplea principalmente en aplicaciones satelitales. Además, se están probando tecnologías multijuntura con recubrimiento que alcanzaría un 45% de eficiencia y celdas que combinan semiconductores con fibras vegetales, que permitiría tener un costo de producción menor y con ello un precio de adquisición menor, de acuerdo a lo presentado por (Constenla, 2012).

Ahora, considerando el caso de la tecnología solar termoeléctrica, Santana Ch (2014) explica que ésta produce electricidad mediante la transformación de la radiación solar en energía térmica, teniendo la opción de almacenarla y luego ésta se transforma en energía eléctrica. Los sistemas de concentración solar (CSP) están formados por un colector de radiación solar, que la convierte en calor, por acción de concentradores, basados en espejos o lentes, por el que circula un fluido, mientras que un segundo componente transforma el calor de ese fluido en energía eléctrica, a través de un ciclo termodinámico. A nivel mundial, las configuraciones CSP, más empleadas son: "con concentradores solares cilíndrico parabólicos, con receptores centrales (o torres receptoras), con concentradores lineales de Fresnel (o reflectores) y con concentradores de discos parabólicos", (Santana, Ch, 2014). Las tres primeras emplean turbinas a vapor, en cambio para la tecnología CSP con discos parabólicos se emplea un motor Stirling para la generación de electricidad.

Dado que en Chile, la experiencia en el uso de la tecnología CSP, se limita a un proyecto en construcción, por parte de la empresa Abengoa, denominado Cerro Dominador, es que la generación solar termoeléctrica, no es incorporada en el alcance de esta memoria,

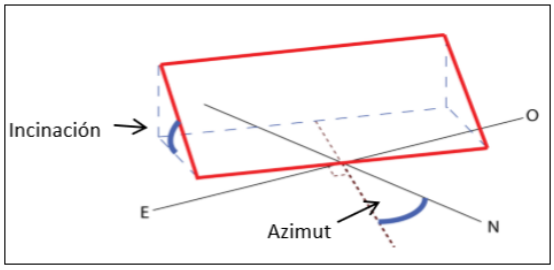
por no tener una buena base de datos real, al alcance del autor, que permita evaluar la factibilidad de su implementación.

En concordancia con lo anterior, se presenta a continuación, sólo las configuraciones de las estructuras de montaje de los paneles fotovoltaicos.

2.1.6.3.3. Características de las estructuras de paneles fotovoltaicos.

Tal como se menciona anteriormente, los paneles se pueden instalar montados sobre una estructura fija o una móvil, que siga la trayectoria del sol durante el día. De esta forma, la posición del panel se describe con dos ángulos: la inclinación y el Azimut, siendo el primero el ángulo de elevación que tiene el panel, respecto a un plano horizontal, es decir un panel con inclinación de 0° está instalado de forma horizontal y si presenta una inclinación de 90° está vertical. A su vez, el Azimut es el ángulo respecto del norte en que está rotado el panel, siguiendo el sentido horario, así cuando el panel mira hacia el norte tiene un Azimut de 0°, si mira al este tiene un Azimut de 90°, al sur 180° y al oeste 270°, de acuerdo a la descripción presentada en el Manual de Usuario del Explorador de Energía Solar para Autoconsumo del Ministerio de Energía (2016).

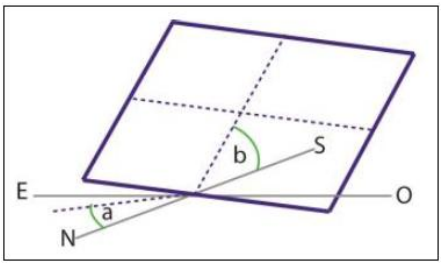
Figura 2: Esquema de un panel solar donde se señalan los ángulos de inclinación y Azimut que definen su posición. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)



Conociendo estos dos parámetros, es posible indicar los siguientes tipos de arreglos que ofrece el Explorador Solar para simular la potencia generada, de acuerdo a la información proporcionada por el Ministerio de Energía (2016).

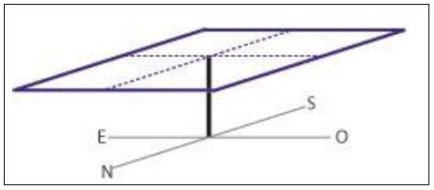
a) Panel Fijo: Este tipo de panel fotovoltaico, es instalado en una posición fija, con un ángulo de inclinación (a) y un azimut (b), definidos por el usuario.

Figura 3: Panel Fijo. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)



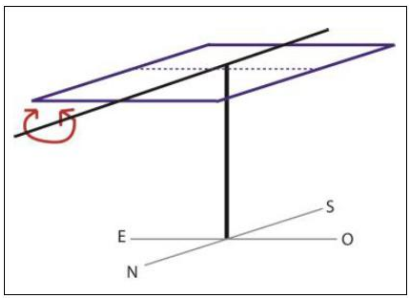
b) Panel fijo horizontal: Es igual que la configuración anterior, salvo que la inclinación es de 0°.

Figura 4: Panel Fijo Horizontal. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)



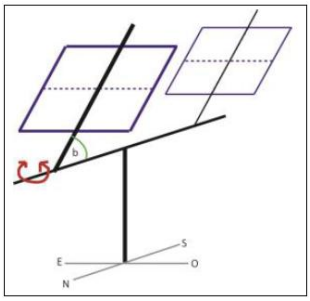
c) Panel Horizontal con seguimiento en eje horizontal (HSAT): El panel fotovoltaico está instalado de forma solidaria a un eje horizontal orientado de norte a sur. Este eje rota de modo que el panel mira hacia el este cuando sale el sol y se va moviendo a lo largo del día para quedar mirando hacia el oeste a la hora de la puesta del sol. La inclinación es cero a medio día.

Figura 5: Panel HSAT. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)



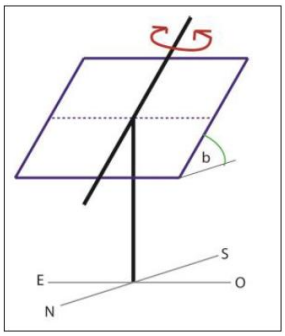
d) Panel inclinado con seguimiento en eje horizontal (HTSAT). El panel es inclinado con un ángulo de inclinación (b) respecto al eje de rotación. El eje del sistema de seguimiento es horizontal con orientación norte-sur y rota de modo que el eje central del panel mira hacia el este cuando sale el sol y se va moviendo a lo largo del día para quedar mirando hacia el oeste a la hora de la puesta del sol.

Figura 6: Panel HTSAT. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)



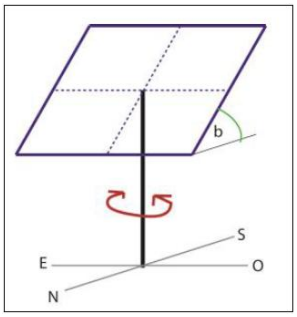
e) Panel inclinado con seguimiento en eje inclinado (TSAT). El panel se instala solidario al eje de rotación del sistema de seguimiento, el cual está orientado de norte a sur. El eje de rotación posee la misma inclinación (b) que el panel, respecto a la horizontal. El eje rota desde este a oeste, siguiendo al sol. En este caso el usuario debe ingresar el ángulo de inclinación del eje del panel.

Figura 7: Panel TSAT. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)



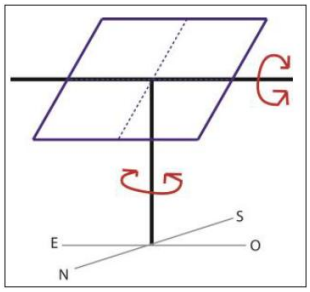
f) Panel inclinado con seguimiento en eje vertical (VSAT). El panel se instala con una inclinación (b) escogida por el usuario, sobre un eje vertical, el cual rota de manera que el panel iguale al azimut solar. Esta configuración es particularmente útil en latitudes altas, pues permite seguir al sol en 360°.

Figura 8: Panel VSAT. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)



g) Panel con seguimiento en dos ejes. En este caso el panel se instala sobre dos ejes perpendiculares entre sí. Uno vertical, que permite el movimiento azimutal del panel y uno horizontal, que permite cambiar la inclinación del panel. Con este sistema de seguimiento el panel siempre está perpendicular a los rayos directos del sol, por lo que se optimiza completamente la captación de radiación solar. La radiación directa recibida en el panel corresponde a la radiación directa normal.

Figura 9: Panel con seguimiento en dos ejes. (Fuente: Ministerio de Energía, 2016)



A nivel nacional, las configuraciones empleadas con mayor frecuencia son las de tipo fijo y con seguimiento en un eje horizontal, alcanzando alrededor del 67% del total de proyectos ingresados al SEIA, de acuerdo a lo establecido por Santana Ch (2014), situación que permite contar con buena información de este tipo de proyectos, por lo que para efectos

de esta memoria, se considera el supuesto de que esta tendencia se mantiene, lo que origina que la investigación se centre en estos dos arreglos de montaje, de los módulos PV.

2.1.7. Políticas y proyecciones internacionales acerca del medio ambiente y la energía

El aspecto que marca la contingencia, en temas medio ambientales corresponde al cambio climático y coherente con ello es que en Noviembre de 2016, entra en vigencia el Acuerdo de París acerca de esta materia. Respecto a este tratado, IEA (2016) destaca el hecho que el logro de sus metas, conlleva un cambio profundo en el sector energético, considerando fuentes que reducen por lo menos un tercio de las emisiones de CO_2. El Acuerdo de París de las Naciones Unidas (2015), tiene por objetivo reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza, y para ello:

a) Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático;

b) Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos; y

c) Situar los flujos financieros en un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

En general, los países están en vías de lograr, y de superar en algunos casos, muchos de los objetivos fijados en sus compromisos del Acuerdo de París; esto es suficiente para reducir el aumento previsto de emisiones mundiales de CO_2, relacionadas con la energía, pero no basta para limitar el calentamiento a menos de 2°C.

De acuerdo al análisis realizado por IEA (2016) en su documento World Energy Outlook 2016, la transición de China hacia un modelo económico, orientado al consumo interno y al área de servicios, desempeña un papel crucial a la hora de modelar las tendencias mundiales. La construcción de la infraestructura china, durante las últimas

décadas se apoya fuertemente de sectores industriales intensivos en energía, como la industria del acero y del cemento. Sin embargo, la demanda de energía de estos sectores, ha sobrepasado ya su punto máximo y el descenso previsto para 2040, trae consigo una disminución del consumo industrial de carbón. Casi todo el aumento de la generación eléctrica en China proviene de fuentes distintas del carbón, cuya proporción en el mix energético se reduce desde los casi tres cuartos actuales a menos del 45% en 2040. Las emisiones de CO_2 relacionadas con la energía en China, se estabilizan sólo ligeramente por encima de los niveles actuales. En la India, la proporción de carbón en el mix energético cae del 75% al 55% de aquí a 2040, un cambio fundamental en un país que ve más que triplicada su demanda de energía eléctrica. Por otro lado, entre las principales economías desarrolladas, la Unión Europea y Japón parecen estar claramente en vías de lograr sus compromisos climáticos, los cuales son suficientes, de manera conjunta, para limitar el aumento de las emisiones mundiales de CO_2 a una media anual de 160 millones de toneladas, que representa un gran avance si se compara con el aumento anual medio de 650 millones de toneladas, registrado desde el año 2000. Pero el incremento constante de las emisiones de CO_2, relacionadas con la energía, significa evidentemente que tales compromisos no cumplen con el objetivo del Acuerdo de París, de alcanzar un punto máximo de emisiones ‘‘lo antes posible’’.

Respecto a este Acuerdo, Chile no se encuentra ajeno al cambio climático y es por ello que se adhiere a los objetivos antes mencionados, situación que es revisada más adelante en la sección Políticas y proyecciones nacionales, acerca del medio ambiente y la energía.

2.2. Situación Energética nacional

2.2.1. Descripción de los sistemas eléctricos

De acuerdo a la topología actual de la transmisión de energía eléctrica, existen cuatro áreas que componen al Sistema Eléctrico Nacional. El primero de los Sistemas es el SING, que abarca el territorio comprendido entre Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, lo que constituye un área de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio nacional. Por otra parte, el SIC reúne a las regiones comprendidas entre Taltal y la Isla

grande de Chiloé, siendo el mayor de los sistemas eléctricos nacionales, ya que cubre aproximadamente el 92,2% de la población nacional, según Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.). Además, en Chile existen dos sistemas adicionales, que suministran energía eléctrica a la región de Aysén (Sistema de Aysén) y a la región de Magallanes y la Antártica chilena (Sistema de Magallanes), ambos con una capacidad instalada que alcanzan el 0,2% y 0,7%, respectivamente. De los sistemas mencionados anteriormente, forman parte del alcance de este trabajo, sólo el SIC y el SING.

Adicionalmente, existen autoproductores, que no se encuentran conectados a la red eléctrica nacional, principalmente por aspectos geográficos, que dificultan su conexión a alguno de los sistemas antes mencionados. La capacidad de esos generadores llega a alrededor del 10% de la potencia total instalada a nivel nacional.

Pese a la segmentación de sistemas mencionada anteriormente, existe un proyecto que se encuentra en etapa de construcción, que busca unir los Sistemas Interconectado Central con el Sistema Interconectado del Norte Grande. Esta condición es un aspecto clave, que marca el escenario en el cual se desarrolla esta memoria, dado que permite que centros de generación en el norte del país puedan suministrar energía a las ciudades del centro y sur de Chile. Como consecuencia de su relevancia, a continuación se presentan los antecedentes más importantes del proyecto de Interconexión antes mencionado y que da forma al Nuevo Sistema Eléctrico Nacional.

2.2.1.1. Interconexión SIC-SING

Los antecedentes expuestos en este apartado son obtenidos de la presentación: Proyecto de Interconexión SIC-SING, situada en el contexto del Seminario de Energía de Septiembre de 2015, dictada por E-CL (2015).

El proyecto que lleva a cabo la empresa Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) contempla la creación de 3 subestaciones eléctricas (SS/EE): S/E TEN-GIS, S/E Los Changos y S/E Cumbre, además de la línea de conexión con la S/E Nueva Cardones, proveniente desde Mejillones, que contempla unir al SIC con el SING.

Así la S/E TEN GIS, que tiene un nivel de tensión de 220kV, ubicada en un terreno adyacente a la actual Subestación Chacaya, permite la inyección de energía desde las centrales CTM3, IEM y de otras centrales del complejo térmico Mejillones, mediante la línea de evacuación de doble circuito en 220kV "TEN-Los Changos", con una capacidad de transmisión de energía de 1.500MW y un largo de 13km, de acuerdo a lo presentado en E-CL (2015).

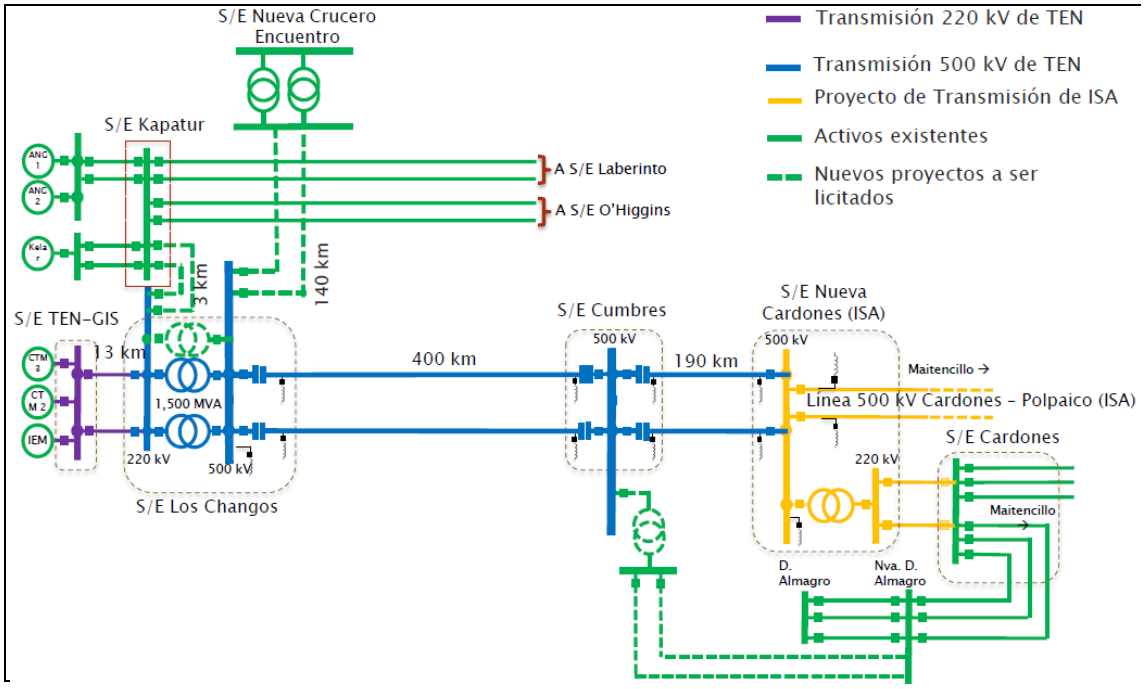
Además, la S/E Los Changos contempla Trasformadores de Potencia elevadores que transforman el nivel de tensión con que se transmite la energía proveniente desde la S/E TEN GIS a Los Changos de 220kV a 500kV. Esta S/E se ubica en el polo de generación de Mejillones, distante alrededor de 13km de la S/E TEN GIS. Desde esta Subestación nace la línea "Los Changos-Las Cumbres", que comprende dos circuitos de 500kV, con capacidad de transmisión de 1.500MW y una longitud de 400km.

La tercera S/E, es la denominada Cumbres, la que se encuentra localizada aproximadamente a 15km de Diego de Almagro y que presenta un nivel de tensión de 500kV. Desde esta subestación se transmite energía a la Subestación Nueva Cardones, a través de una línea en doble circuito en 500kV, que tiene capacidad de transmisión de 1.500MW y una longitud de 190km.

Finalmente, existe una cuarta Subestación, que no es de alcance de TEN, pero que es clave para la Interconexión SIC-SING, la S/E Nueva Cardones, la cual corresponde a un proyecto desarrollado por ISA con equipos Siemens, que tiene un nivel de tensión de 500kV.

Con el fin de ilustrar la situación descrita, se muestra un diagrama unilineal, que diferencia las obras relacionadas con la Interconexión, proyectos futuros y las instalaciones existentes.

Figura 10: Diagrama del Sistema de interconexión. (Fuente: E-CL, 2015).



Actualmente, la S/E Chacaya forma parte del SING, mientras que la S/E Cardones es parte del SIC.

2.2.2. Matriz energética

La matriz energética chilena, ha ido variando en la composición de las diferentes fuentes de energía empleadas, durante los últimos años. Muestra de lo anterior, es lo que se presenta en este apartado, donde en concordancia con el enfoque de esta memoria, se revisan los antecedentes de los actuales SING y SIC.

Un aspecto favorable, es que la información que existe a nivel nacional, se encuentra actualizada hasta el año 2016 y es de dominio público, a través de los informes elaborados por la Comisión Nacional de Energía.

Además, es importante recordar la intención que existe de llegar al año 2025 con una generación de electricidad que involucre un 20% de uso de energías renovables no convencionales, lo que constituye la base para llegar a un 70% de generación de energía eléctrica de este tipo, al año 2050. Lo anterior se suma a la ley 20.257, que exige a las empresas que vendan electricidad y que tengan una capacidad instalada sobre los 200MW,

que inyecten una cantidad de energía de tipo ERNC equivalente al 10% de la energía que retira desde las redes del sistema eléctrico nacional. Las condiciones expuestas claramente se alinean para incentivar una renovación de la matriz energética (sin considerar aún el tema financiero), por lo que conocer la situación actual de ésta, permite conocer el potencial de recambio en la industria. De acuerdo a lo anterior, a continuación se presentan los tipos de centrales, que se encuentran en operación, tanto en el SING como en el SIC.

Tabla 3: Capacidad instalada de generación, SING 2016 (Fuente: CNE, s.f.)

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	POTENCIA NETA TOTAL [%]	NÚMERO CENTRALES
Térmica			
Carbón	1.945,9	48,5%	13
Gas Natural	1.441,2	36,0%	5
Petróleo Diesel	183,3	4,6%	22
Fuel Oil Nro. 6	171,0	4,3%	3
Cogeneración	17,5	0,4%	1
Hidráulica			
Hidráulica Pasada	0,0	0,0%	0
ERNC			
Mini Hidroeléctrica Pasada	6,3	0,2%	4
Eólica	88,9	2,2%	1
Solar	154,3	3,8%	7
Otros	0,0	0,0%	0
Potencia Total Instalada	**4.008,3**	**100,0%**	**56**

Tabla 4: Capacidad instalada de generación, SIC 2016 (Fuente: CNE, s.f.)

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	POTENCIA NETA TOTAL [%]
Térmica		
Carbón	1.608,6	10,3%
Gas Natural	1.774,8	11,4%
Petróleo Diesel	3.277,2	21,0%
Petcoke	63,0	0,4%
Carbón - Petcoke	693,6	4,4%
Propano	14,3	0,1%
Biomasa	33,0	0,2%
Biomasa-Petróleo N°6	82,0	0,5%
Hidráulica		
Hidráulica Pasada	1.975,2	12,7%
Hidráulica Embalse	4.033,6	25,9%
ERNC		
Hidráulica Pasada	91,0	0,6%
Mini Hidráulica Pasada	352,7	2,3%
Biomasa	289,3	1,9%
Biomasa-Petróleo N°6	6,0	0,0%
Biogas	44,4	0,3%
Eólica	816,0	5,2%
Solar	442,5	2,8%
Otros	0,0	0,0%
Potencia Total Instalada	**15.597,3**	**100,0%**

Es posible apreciar, como la generación que usa combustibles fósiles domina la potencia instalada en las centrales nacionales. Si se compara este tipo de energía con el total por sistema eléctrico, se ve como en el SING su uso abarca casi un 94% de todas las fuentes de generación. Principalmente, se emplea el carbón y el gas natural como los agentes energéticos primarios, condición que de acuerdo a IEA (2016), originaría un costo operacional más alto, dado que es esperable un aumento en el precio de estos combustibles fósiles.

Por otra parte, al revisar la tendencia de generación eléctrica en el SIC, también es posible ver un liderazgo en el uso de combustibles fósiles, aun cuando éste no es tan marcado como en el SING, de igual forma llega a una participación de un 48,4%, respecto al total de potencia instalada en este sistema. El porcentaje antes mencionado está compuesto básicamente, por el uso de petróleo diesel con un 21%, gas natural con un 11,4% y carbón con un 10,3%. Vale la pena mencionar, que para este sistema eléctrico también existe un gran aporte de energía por parte de las centrales hidroeléctricas de gran

potencia, ya sea de pasada o embalse, que en su conjunto llegan a un 38,5% de la capacidad instalada en el SIC.

Claramente este escenario, da cuenta que existe un largo trecho para lograr la meta fijada al 2050, sin embargo, hasta el momento se ha analizado la capacidad existente, sin considerar los proyectos que se encuentran en plena ejecución y otros tantos que están en su fase de estudio, los que cobran gran relevancia si se considera que esta memoria apunta a instalar un parque fotovoltaico, una vez que se haya producido la interconexión entre el SIC y el SING. Esto justifica que sea necesario contemplar los proyectos antes mencionados y por ende, se presentan los datos de éstos en las siguientes tablas.

Tabla 5: Proyectos de generación en construcción, SING 2016. (Fuente: CNE, s.f.)

Proyecto	Propietario	Fecha estimada PES	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación
Pampa Camarones I	E-CL	abr-16	Fotovoltaico	6	XV Región
Pular	RIJN CAPITAL	abr-16	Fotovoltaico	28,9	II Región
Paruma	RIJN CAPITAL	abr-16	Fotovoltaico	21,4	II Región
Bolero Etapa I	Helio Atacama	may-16	Fotovoltaico	42	II Región
Kelar	BHP Billiton	may-16	GNL	517	II Región
Cochrane U2	AES Gener	may-16	Carbón	236	II Región
Bolero Etapa II	Helio Atacama	jun-16	Fotovoltaico	42	II Región
Finis Terrae II	Enel Green Power	jun-16	Fotovoltaico	69	II Región
Lascar Etapa I	RIJN CAPITAL	jul-16	Fotovoltaico	30	II Región
Lascar Etapa II	RIJN CAPITAL	jul-16	Fotovoltaico	34,6	II Región
Bolero Etapa III	Helio Atacama	ago-16	Fotovoltaico	21	II Región
Sierra Gorda	Enel Green Power	ago-16	Eólico	112	II Región
PV Cerro Dominador	Abengoa	oct-16	Fotovoltaico	100	II Región
Uribe Solar	Gestamp	oct-16	Fotovoltaico	50	II Región
Bolero Etapa IV	Helio Atacama	oct-16	Fotovoltaico	41	II Región
Blue Sky 2	Crucero Este Dos	oct-16	Fotovoltaico	34	II Región
Blue Sky 1	Crucero Este Tres	oct-16	Fotovoltaico	51,6	II Región
Cerro Pabellón	Enel Green Power	dic-16	Geotérmica	48	II Región
Arica Solar 1 (Etapa I)	Sky Solar Group	ene-17	Fotovoltaico	18	XV Región
Arica Solar 1 (Etapa II)	Sky Solar Group	ene-17	Fotovoltaico	22	XV Región
Quillagua I	Parque Eólico	mar-17	Fotovoltaico	23	II Región
Cerro Dominador	Abengoa	jun-17	Termosolar	110	II Región
Huatacondo	Austrian Solar	sep-17	Fotovoltaico	98	I Región
Infraestructura	E-CL	sep-17	Carbón	375	II Región
Usya	Acciona	oct-17	Fotovoltaico	25	II Región
Quillagua II	Parque Eólico	oct-17	Fotovoltaico	27	II Región
Quillagua III	Parque Eólico	jun-18	Fotovoltaico	50	II Región

Tabla 6: Proyectos de generación en construcción, SIC 2016. (Fuente: CNE, s.f.)

Proyecto	Propietario	Fecha estimada PES	Tipo de	Potencia	Ubicación
La Montaña I	VHC	abr-16	Hidro - Pasada	3	VII Región
PFV Olmué	Sunedison	abr-16	Fotovoltaico	144	V Región
Los Buenos Aires	Enel Green Power	abr-16	Eólico	24	VIII Región
La Silla	Parque Eólico Renaico	abr-16	Fotovoltaico	1,9	IV Región
Conejo Etapa I	Pattern Energy Group	abr-16	Fotovoltaico	104,5	II Región
Eólico La	Eólica La Esperanza	abr-16	Eólico	10,5	VIII Región
Pampa Solar	Helio Atacama Nueve	abr-16	Fotovoltaico	69	III Región
Renaico	Enel Green Power	abr-16	Eólico	88	VIII Región
Quilapilún	Sunedison	may-16	Fotovoltaico	103,2	RM
Eólico Las Peñas	Eólico Las Peñas	may-16	Eólico	8,4	VIII Región
Chuchiñí	SPV P4	may-16	Fotovoltaico	2,88	IV Región
Santa Julia	SPV P4	may-16	Fotovoltaico	3	IV Región
Carrera Pinto Etapa	Enel Green Power	jun-16	Fotovoltaico	77	III Región
Río Colorado	GPE - Hidroeléctrica Río	jun-16	Hidro - Pasada	15	VII Región
Los Loros	Solaire Direct	jun-16	Fotovoltaico	50	III Región
Ancoa	GPE	jun-16	Hidro - Pasada	27	VII Región
San Juan	Latin American Power	jul-16	Eólico	184,8	III Región
Abasol	Avantia	ago-16	Fotovoltaico	61,5	III Región
Divisadero	Avenir Solar Chile	sep-16	Fotovoltaico	65	III Región
El Romero	Acciona	sep-16	Fotovoltaico	196	III Región
La Mina	Colbún	sep-16	Hidro - Pasada	34	VII Región
Chaka Etapa II	Central Solar Desierto I	oct-16	Fotovoltaico	27	III Región
Chaka Etapa I	Central Solar Desierto I	oct-16	Fotovoltaico	23	III Región
Doña Carmen	IMELSA	oct-16	Diésel	48	V Región
El Pelícano	Austrian Solar	oct-16	Fotovoltaico	100	III Región
Valleland	Valleland SpA	ene-17	Fotovoltaico	67,4	III Región
Guanaco Solar	Gestamp	ene-17	Fotovoltaico	50	III Región
Malgarida	Acciona	abr-17	Fotovoltaico	28	III Región
Las Nieves	Hidroeléctrica Las Nieves	abr-17	Hidro - Pasada	6,5	IX Región
CTM-3*	E-CL	jun-17	Diésel/gas	250,8	II Región
Valle Solar	Alpín Sun	ago-18	Fotovoltaico	74	III Región
Ñuble	Eléctrica Puntilla	oct-18	Hidro - Pasada	136	VIII Región
Los Cóndores	Endesa	dic-18	Hidro - Pasada	150	VII Región
Alto Maipo - Las	AES Gener	dic-18	Hidro - Pasada	267	RM
Alto Maipo -	AES Gener	may-19	Hidro - Pasada	264	RM
San Pedro	Colbún	oct-20	Hidro - Pasada	170	XIV Región
(*) Central CTM3, ya construida dejará de inyectar en el SING para inyectar en el SIC a partir de la fecha señalada					

De lo expuesto, se puede apreciar que en el SING, el mayor crecimiento en generación eléctrica se da para plantas en base a combustibles fósiles, sumando una nueva capacidad instalada de 1.128MW. En segundo lugar, se produce una fuerte alza en el campo de las ERNC, llegando a un aumento de potencia de 1.104,5MW, de los cuales 834,5MW corresponden a nuevos parques fotovoltaicos, que se conectan a la red eléctrica nacional.

Una vez puestos en servicio los proyectos mencionados anteriormente, el SIC aumenta su capacidad instalada en 2.934,38MW, de los cuales 1.563MW tienen el carácter de ERNC, siendo la energía fotovoltaica la que concentra el mayor aumento de capacidad, llegando a 1.247MW, lo que implica un 43% de la nueva potencia instalada. El segundo lugar dentro de los incrementos de potencia, es para las nuevas centrales hidroeléctricas, alcanzando los 1.072MW, es decir un 37% de la nueva capacidad a instalar en el SIC.

De los datos anteriores, se puede ratificar que las ERNC han cobrado gran importancia como medio de generación en Chile, ya que si se revisa el SIC y el SING como un sólo sistema, se visualiza que el conjunto de proyectos fotovoltaico, eólico, geotérmico y termosolar, alcanza un 51,6% de los proyectos en construcción, versus el 27,6% para la generación mediante combustibles fósiles y el 20,8% de origen hidroeléctrico. Es importante destacar que la tecnología que aborda esta memoria, es decir la fotovoltaica, presenta el mayor incremento de capacidad, con un 40% del total de capacidad de los nuevos proyectos.

Finalmente, considerando la potencia total instalada en Chile, luego de entrar en operación todos los proyectos del SIC-SING y una vez que se produzca la interconexión de los sistemas antes citados, presenta la composición que se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 7: Capacidad instalada considerando los proyectos que actualmente están en construcción. (Fuente: Elaboración propia)

Tipo de central	Potencia instalada (MW)	Potencia instalada (%)
Fotovoltaica	2678,6	10,8%
Térmica	12732,3	51,4%
Eólica	1332,6	5,4%
Geotérmica	48,0	0,2%
Termosolar:	110,0	0,4%
Hidroeléctrica	7531,2	30,4%
Biomasa	295,3	1,2%
Biogas	44,4	0,2%
Total	**24.772,5**	**100,0%**

Revisando los resultados, es posible ver que las ERNC, compuestas por energía fotovoltaica, eólica, geotérmica, termosolar, biomasa y biogas, sobrepasan el 17% de la capacidad total instalada, proyectada para Agosto del 2018, que es cuando se pone en servicio la última planta fotovoltaica, correspondiente al proyecto Valle Solar, que aporta

una potencia de 74MW al sistema. Esta situación, da luces que de mantenerse el nivel de inversión en los proyectos de ERNC, no debiese existir problemas para cumplir con el 20% de generación de electricidad, de este tipo en el año 2025.

Todo lo expuesto anteriormente no hace más que comprobar lo manifestado en el estudio de Frankfurt School and UNEP del año 2016, tratado anteriormente y que posiciona a Chile como uno de los 10 países líderes, en el uso de ERNC como fuente de electricidad.

2.2.2.1. La industria de la generación eléctrica en Chile y sus principales inversionistas

Tal como se muestra en el apartado anterior, actualmente en Chile está aumentando el número de proyectos de generación de energía, lo que es un fiel reflejo de que se ha incrementado el número de inversionistas en la industria de la generación eléctrica, lo que en una condición normal de mercado trae consigo un aumento en la competencia de las empresas del sector, situación que enmarca el escenario al que se debe incorporar ya sea una nueva empresa inversionista, que quiera ingresar en la industria o una empresa que ya cuente con operación en el país, pero que quiera ampliar su participación.

Para identificar las principales compañías que se encuentran operando en Chile, se puede mencionar el hecho de que existe una asociación gremial de éstas, denominada Generadoras de Chile, la que reúne a los principales actores del sector y que en su conjunto aportan el 83,6% de la energía eléctrica del SIC y el SING, durante el año 2016. Es así, que esta organización está integrada por 7 empresas, las que a continuación se detallan, de acuerdo a la descripción presentada por Generadoras de Chile en su página oficial.

a) AES GENER: corresponde a la segunda empresa generadora más importante de Chile, en términos de capacidad instalada, con 5.222 MW en operación a diciembre de 2015, incluyendo filiales en el extranjero. Actualmente, opera en los mercados de Chile, Argentina y Colombia.

b) COLBÚN: es una compañía chilena, que se dedica a la generación de energía eléctrica. Tiene 16 centrales hidroeléctricas, 8 termoeléctricas (una de ellas en Perú), 916 km. de líneas de transmisión y 28 subestaciones. La empresa tiene 3.852 MW de capacidad (41%

hídrica y 59% térmica) de los cuales, 3.282 están en el Sistema Interconectado Central, siendo la segunda generadora con mayor capacidad instalada según el CDEC. Colbún es controlada por el Grupo Matte, a través de su filial Minera Valparaíso.

c) ENEL GENERACIÓN CHILE: corresponde a la Ex Endesa, la que se constituye como Empresa Nacional de Electricidad S.A. en 1943. El 4 de octubre de 2016, en una junta extraordinaria de accionistas de la compañía, se acuerda el cambio de nombre y razón a Enel Generación Chile S.A. Esta empresa, está enfocada en el negocio chileno de generación eléctrica, siendo la principal generadora del país. Posee una capacidad instalada total de 6.351 MW, lo que representa 32% de la capacidad instalada del mercado local. Su parque generador está compuesto por 103 unidades distribuidas a lo largo del SIC y 8 unidades en el SING. De ellas, el 55% corresponde a generación hidroeléctrica, 44% térmica y un 1% eólica.

Enel Generación Chile cotiza, en la Bolsa de Santiago, donde es parte de las 42 empresas que componen el IPSA y también registra operaciones en la Bolsa de Nueva York.

d) ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (ex E-CL): es la principal generadora y transmisora eléctrica del Sistema Interconectado del Norte Grande, con cerca del 50% de participación de mercado en generación y 2.199 kilómetros de línea. A nivel nacional, es la cuarta generadora por capacidad instalada, con 2.040 MW. La firma figura entre las empresas de mayor tamaño en la Bolsa de Valores de Santiago y forma parte del IPSA.

Su accionista controlador es ENGIE con el 52,76% del capital; el porcentaje restante se transa en bolsa y se reparte entre Fondos de Pensiones, Inversionistas Institucionales y otros.

e) ORAZUL ENERGY: es una compañía controlada por I Squared Capital, que es un fondo de inversiones global e independiente que maneja más de US$4.000 millones en activos, enfocándose principalmente en energía, servicios públicos y transporte en Norteamérica, Europa y un selecto grupo de economías en crecimiento.

Actualmente, posee activos en Chile, Perú, Ecuador, Argentina y Centroamérica. En el primero tiene presencia en la octava región del Bíobío, a través de la Central Térmica Yungay y el Complejo Hidroeléctrico Duqueco, con un total de 380MW de capacidad instalada.

f) PACIFIC HYDRO: es una empresa que desarrolla, construye y opera proyectos de energía renovable, con la correspondiente venta de electricidad. Además, comercializa productos destinados a la disminución de emisiones de carbono.

Está presente en Chile desde el año 2002 y cuenta con centrales hidroeléctricas de pasada en la VI Región del país. Los proyectos en operaciones son las centrales hidroeléctricas Chacayes, Coya y Pangal, en el Valle del Cachapoal, y La Higuera y La Confluencia, en el valle del Tinguiririca, a través del Joint Venture Tinguiririca Energía.

Pacific Hydro está avanzando en el desarrollo de su primer proyecto de parque eólico en Chile, Punta Sierra, ubicado en Ovalle, y su línea de proyectos de centrales hidroeléctricas de pasada de 500MW, en el Valle del Cachapoal. Fundada en Australia en 1992, Pacific Hydro es de propiedad de State Power Investment Corporation (SPIC), a través de State Power Investment Overseas Co., Ltda. de China (SPIC Overseas). SPIC es uno de los cinco mayores grupos de generación energética en China, con un total de activos por US$113 billones y una capacidad total instalada que sobrepasa los 100 GW. SPIC opera en los negocios de generación, carbón, aluminio, logística, finanzas, protección ambiental e industrias de alta tecnología. SPIC tiene presencia en 36 países y regiones en el extranjero, incluyendo Australia, Chile, Malta, Japón, Brasil, Turquía y Vietnam.

g) STATKRAFT: es la mayor generadora de hidroelectricidad de Noruega y es el actor principal en Europa cuando se habla de energía renovable. En el año 2005, se instala en Chile, donde construye y opera las centrales hidroeléctricas La Higuera y La Confluencia (Región del Libertador Bernardo O'Higgins, 313 MW en total).

Si bien es cierto, no pertenecen al grupo Generadores de Chile, vale la pena mencionar algunas empresas, que están tomando relevancia en la industria, al incorporar principalmente fuentes de generación basadas en ERNC. Respecto a las energías renovables, se presenta un número de propietarios y oferentes considerables, los que en su

gran mayoría tienen instalaciones de potencia más bien reducidas, que en promedio no sobrepasan los 40MW, salvo excepciones. Ahora, con la incorporación de los nuevos proyectos de ERNC, que ya se han tratado a lo largo de este capítulo, el promedio de capacidad instalada, podría aumentar a 55MW, pero con un mayor número de instalaciones que sobrepasan los 100MW. A continuación, se describen algunas de las empresas más relevantes, que ya se encuentran en operación o que poseen proyectos en construcción prontos a entrar en servicio.

- **ACCIONA:** esta compañía de origen español, tiene dentro de sus líneas de negocio: Infraestructuras, Construcción, Industrial, Agua, Servicios y Energía. Respecto al último punto, destaca su participación en ERNC al tener presencia en más de 15 países de los cinco continentes, y estar presente en Chile desde el año 2006. A nivel mundial ACCIONA Energía cuenta con más de 8.600MW de potencia instalada, que producen anualmente más de 20TWh de electricidad libre de emisiones, equivalentes al consumo de más de 6 millones de hogares. También realiza proyectos para terceros, de los que ha instalado casi 2.000MW. En Chile, cuenta con proyectos eólicos y fotovoltaicos, donde destaca la construcción de su primer Parque Eólico en este país, llamado Punta Palmeras, con una capacidad de 45MW de potencia, localizado en la región de Coquimbo, el cual ahora es propiedad de Eólica Punta Palmeras. En años anteriores, ACCIONA Windpower ya ha suministado 40 aerogeneradores de 1,5 MW, para el parque de Canela II (60 MW), propiedad de terceros. A nivel de energía solar, resalta en medio del Desierto de Atacama, la construcción de una de las diez mayores instalaciones fotovoltaicas del mundo: La Planta El Romero, la cual a inicios de 2017 inicia su puesta en marcha. Este parque cuenta con una capacidad de 246MW, siendo a la fecha el más grande de su tipo en Latinoamérica.

Actualmente, cuenta con una cartera de proyectos de energía renovable en desarrollo de aproximadamente 1.000 MW.

A nivel mundial, sus cifras durante el 2016 alcanzaron los 5.977 millones de euros, con un EBITDA de 1.192 millones de la misma moneda. Además, cotiza en el índice bursátil Ibex-35.

- SUNEDISON: Es una de las principales compañías, en el desarrollo de las energías renovables en el mundo. Tiene su sede en Estados Unidos, pero tiene oficinas y fábricas alrededor del mundo, particularmente en América Latina, tiene sede en Brasil, Chile y México. Dentro de Chile, tiene la particularidad de poseer proyectos en ejecución, para parques fotovoltaicos en la zona central del país, con la construcción de los parques PFV Olmué, de una capacidad de 144MW y Quilapilún, con una capacidad de 103,2MW, ubicados en la quinta región y la metropolitana, respectivamente.

Además, en Chile la empresa ha construido cuatro proyectos: Amanecer Solar CAP, de 100MW, ubicada en el desierto de Atacama; San Andrés, de 50,7 MW, en Copiapó; María Elena, de 72,8 MW, emplazada en Antofagasta; y Javiera, de 69,5 MW en Atacama.

La condición actual de la empresa, presenta una reestructuración a nivel mundial, producto de una difícil situación financiera, originada de una deuda cercana a los US$12 mil millones y varias demandas en su contra, de acuerdo a lo expuesto en Electricidad al día, Newsletter de Electricidad (2016), en su reportaje publicado el 28 de Marzo de 2016. Esta condición es relevante para el negocio en Chile, por lo que se aborda en mayor detalle, cuando se realice el análisis de la situación económica y financiera de la industria de la generación eléctrica nacional.

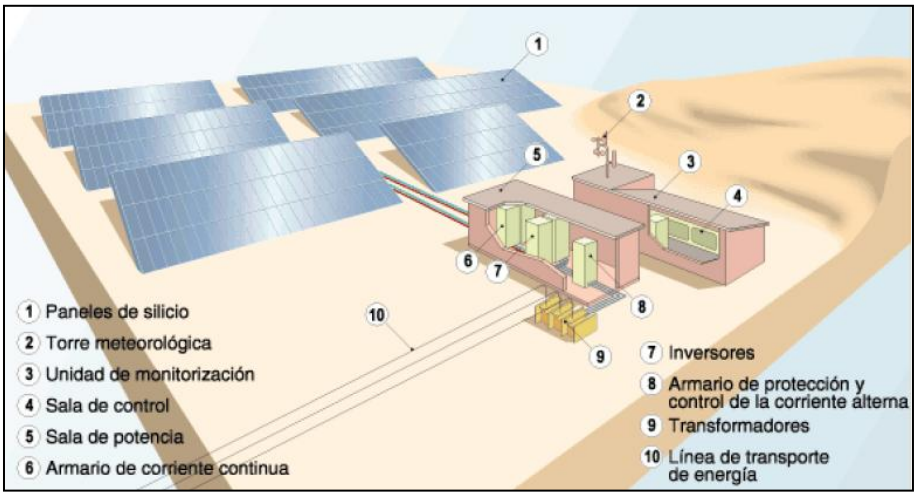
2.2.2.2. Topología de plantas fotovoltaicas en Chile

Para establecer la topología de una planta fotovoltaica, se emplea como base los equipamientos y dispositivos empleados en proyectos que han sido realizados en Chile, en los últimos años, entendiendo que aquellos son los que cumplen con las características técnicas adecuadas y que consideran la Economía, dentro del análisis de su adquisición.

Esta sección, se divide en los componentes de la planta fotovoltaica como tal, un inversor de corriente continua a alterna, las celdas de Media tensión, que permiten proteger a la planta fotovoltaica y la Subestación Elevadora de tensión, desde donde sale la línea de transmisión para conectarse al Sistema, lo que permite establecer los equipos que se requieren en la inversión inicial y que deben ser contemplados posteriormente en la evaluación económica del proyecto.

Básicamente, el esquema de un parque fotovoltaico se resume en la siguiente figura:

Figura 11: Esquema central fotovoltaica (Fuente: Fernández A, 2011)



Un mayor detalle de los equipos, dispositivos, estructuras e instalaciones serán abordados en el apartado de Evolución Técnica, de la presente memoria.

2.2.2.3. Situación económica y financiera de la industria de generación eléctrica nacional

Tal como lo expresa una de las metas que busca la Política energética de Chile, es bajar los precios promedio de suministro de electricidad, para lo cual ha liberado las licitaciones, de forma que participen un mayor número de oferentes por la adjudicación de bloques de energía y con ello se logre reducir el precio para los usuarios de ésta. Dicha situación, hace prever que las utilidades de las empresas generadoras se verán reducidas.

Por otra parte, el aumento explosivo de proyectos de energía solar fotovoltaica, en el norte del país, originados por la necesidad de satisfacer la demanda energética de las mineras, se ve limitado al haber bajado el precio del Cobre y con ello se detiene la creación de las grandes plantas fotovoltaicas, de acuerdo a lo expuesto por Alejandro Iza, director de desarrollo de negocios para Latinoamérica de la Unidad Solar de Schneider Electric, en una declaración dada a Electricidad al día. Newsletter de Electricidad (2016).

Tal como se adelanta en el apartado 2.2.2.1, uno de los grandes perjudicados en este panorama ha sido la empresa estadounidense SunEdison, que luego de un proceso de

quiebra, logra concretar el traspaso de sus activos a Colbún, la segunda mayor generadora de energía en el SIC. La transacción involucra el traspaso de dos proyectos de energía solar fotovoltaica en desarrollo: Parque Solar Olmué (145 MW de capacidad instalada) y Parque Solar Santa Sofía (57 MW). Si bien, ambas plantas no están en el norte, son parte de la misma realidad que enfrenta este sector.

Pese a todo lo descrito, empresas como Engie logran tener utilidades, que para el caso de esta compañía alcanzan los US$255 millones en el año 2016. Ahora, esta empresa también tiene un escenario particular, al haber vendido el 50% de las acciones de la Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) a la compañía española Red Eléctrica, lo que claramente influye en la cifra antes mencionada y que significa para Engie un 171% más de utilidades que las conseguidas en el año anterior. Por su parte, el EBITDA obtenido durante el ejercicio alcanzó US$285 millones y los ingresos operacionales US$967,4 millones, disminuyendo estos últimos un 15% respecto al año anterior, lo que se explica por un menor precio promedio monómico, tanto para clientes libres como regulados, producto de la caída en los precios de los combustibles, a los cuales están indexadas las tarifas, y la marcada disminución del negocio de venta de gas natural, de acuerdo a la información pública, que Engie mantiene en su sitio web.

2.2.2.4. Condiciones de financiamiento en proyectos de generación nacionales

Cuando se trata el tema de financiamiento de proyectos de generación, hay que distinguir nuevamente entre aquellos que son de tipo convencional y los que corresponde a ERNC. Es así, que desde Enero de 2016, la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) tiene una línea de crédito, para financiar proyectos de ERNC de hasta 20MW.

No obstante, de acuerdo a la experiencia revisada en los proyectos a nivel nacional, las inversiones son principalmente financiadas mediante créditos, que apuntan a plazos de alrededor de 20 años, que son coincidentes con el horizonte de vida del proyecto. Estos créditos son otorgados por un conjunto de bancos nacionales e internacionales. En este último caso, destacan los bancos multilaterales o de desarrollo, que buscan apoyar el crecimiento de los países emergentes, a través de créditos con condiciones financieras muy favorables para los países y que además brindan apoyo para la preparación, evaluación y

ejecución de los proyectos. Dentro de los bancos de desarrollo destacan el Banco Interamericano del Desarrollo, el Banco Mundial, a través de su Corporación Financiera Internacional (IFC), la Corporación Andina de Fomento, entre otros, de acuerdo a la definición entregada por el Ministerio de educación de Colombia.

Dependiendo del país de origen de la empresa, pueden optar a diferentes corporaciones de inversión privada. Tal es el caso de AES GENER, que por ejemplo para su proyecto Alto Maipo, recibe financiamiento de Overseas Private Investment Corporation (OPIC), que es una agencia de Estados Unidos, que ayuda a empresas norteamericanas a invertir en mercados emergentes, de la cual recibe US$245 millones. Otros proyectos en que ha prestado financiamiento, han sido el parque fotovoltaico Generación Solar Spa de 72,8MW, donde otorga financiamiento por US$48,9 millones; el Parque Fotovoltaico Luz del Norte Spa, de una capacidad instalada de 162MW, donde financia US$230 millones; por otro lado la planta fotovoltaica Amanecer Spa recibe de OPIC US$147,5 millones; las plantas PV San Andres Spa y PV Salvador, son financiadas con un aporte de US$105 millones y US$155 millones, respectivamente.

Otra institución financiera que participa en proyectos a nivel nacional es Climates Investment Funds, a través de su Fondo de Tecnología Limpia (CTF), que cuenta con US$5.800 millones y que se encuentra potenciando las tecnologías de bajas emisiones de carbono, dentro de las economías emergentes y en desarrollo. El uso de los fondos de CTF, resulta de un plan del gobierno de Chile que aprovecha US$200 millones para abordar las principales barreras de riesgo, costo y liquidez al proporcionar financiamiento por concesión y asistencia técnica, para estimular el desarrollo de energía solar y de eficiencia energética. El plan de inversiones de la CTF en Chile, es elaborado bajo la dirección del gobierno, en coordinación con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), los miembros del Grupo del Banco Mundial (BIRF, IFC) y las principales partes interesadas chilenas. Se espera que los fondos chilenos del CTF apalanquen más de US $ 1.000 millones.

Lo anterior da luces que un nuevo proyecto de planta fotovoltaica en Chile, puede optar a estas instituciones financieras, que cuentan con experiencia en los proyectos de generación nacionales, lo que puede brindar una ayuda en la dirección de éstos.

Por otra parte, existe una colaboración entre gobiernos al momento de buscar financiamiento para los proyectos de ERNC. Es así, que el gobierno de Chile recibe durante el año 2017, una inversión de US$3 millones de parte del gobierno mexicano, para la construcción de una nueva planta solar, a quien a cambio se le deben dar facilidades para el ingreso de turistas provenientes del país norteamericano, de acuerdo a lo expuesto por Sunedison Chile.

2.3. Normativas y decretos para la industria de la generación eléctrica en Chile

Es claro que cuando se quiere ingresar a una industria, un aspecto clave es conocer las reglas del juego de ésta, es decir estar informado de la normativa, tanto local como internacional, dado que no seguirlas puede repercutir en situaciones tan graves como multas e incluso el cierre de la operación de ésta y es por ello que en este apartado se busca introducir al lector, acerca de las diferentes leyes que regulan el negocio de la generación eléctrica en Chile. Para efectos de esta memoria, las principales leyes que aplican en el negocio de la generación eléctrica, son las siguientes:

- Ley N° 20.257: Que rige los retiros de energía para sistemas eléctricos con capacidad superior a 200 megawatts.

- Ley N° 20.698: Establece la modalidad de licitaciones por el suministro de energía eléctrica a los clientes regulados.

- Ley N° 19.940: regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, regulando tarifas y peajes.

El detalle de las mencionadas leyes, es presentado en el capítulo de Estudio Societario, Tributario y de Marco Legal.

2.3.1. Políticas y proyecciones nacionales acerca del medio ambiente y la energía

2.3.1.1. Ministerio de Energía

En la búsqueda de tener una energía sustentable, inclusiva y diversificada, el gobierno presenta el mes de Mayo de 2014 la "Agenda de Energía", donde el eje central es la búsqueda de la construcción de una visión a largo plazo, que permita crear los cimientos para una Política Energética en el país. En virtud de lo anterior, el Ministerio de Energía se ha convertido en un agente muy activo, que ha buscado promover el uso de las ERNC dentro de la matriz energética de Chile. Lo anterior, en cumplimiento a las leyes mencionadas anteriormente, pero dando los lineamientos para proyectar su uso hasta el año 2050. Es así, que el Ministerio establece metas claras para los años 2035 y 2050.

Revisando los objetivos para el año 2035, los aspectos más relevantes para esta memoria dan cuenta de un claro interés de reducir los precios de la energía, aspirando a posicionarse dentro de los 5 países de la OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico, a nivel residencial e industrial. Además, en este año, Chile ya debe contar con que al menos el 60% de la energía que genera, debe provenir de energías renovables.

Consecuencia de lo anterior, el Ministerio se preocupa del medio ambiente y establece que al año 2030, se debe haber reducido las emisiones de gases de efecto invernadero al menos un 30%, respecto del año 2007.

El panorama al que se aspira para el año 2050, marca un quiebre en la relación entre el crecimiento del PIB y el consumo de energía, producto de un uso más eficiente de ésta. Además, se sigue en la búsqueda de una disminución en los precios promedios del suministro eléctrico, a nivel residencial e industrial, logrando posicionarse dentro de los 3 países de la OCDE con el indicador más bajo. Desde el punto de vista de la diversificación energética, Chile debe conseguir que al menos el 70% de la generación eléctrica nacional, provenga de energías renovables. Finalmente, las emisiones de gases de efecto invernadero del sector eléctrico chileno, deben ser coherentes con los límites definidos por la ciencia a nivel global.

2.3.1.2. Ministerio del Medio Ambiente

Uno de los aspectos más importantes que ocupa la agenda de las organizaciones medioambientales a nivel internacional y nacional es el cambio climático, siendo éste uno de los grandes desafíos para la humanidad. Esta situación no es ajena al negocio de la generación eléctrica, dado que uno de los principales agentes emisores de CO_2 son las centrales térmicas, que como se ha revisado anteriormente, ocupan la mayor participación en esta industria y que al año 2013, aportan un 46,9% de las emisiones de carbono, respecto del total de la quema de combustible, de acuerdo a la información presentada por el Banco Mundial.

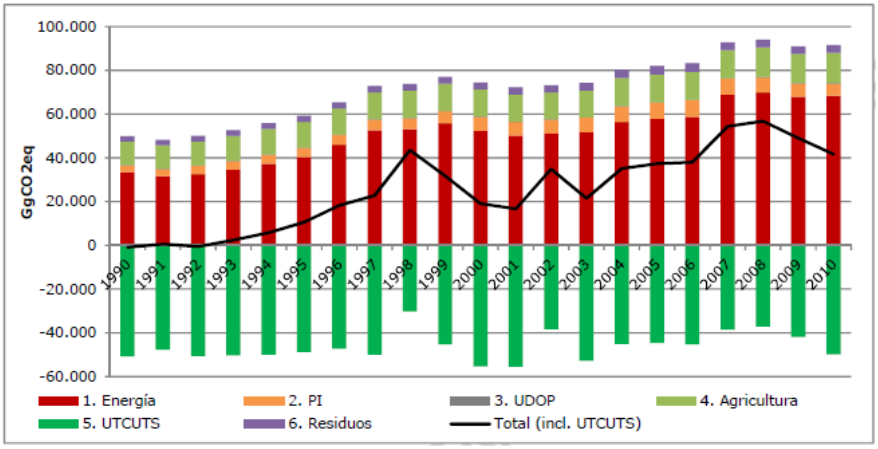
El ministerio ya ha publicado un Anteproyecto de Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022, donde destaca el hecho, que uno de los grandes impactos es la falta de disponibilidad del recurso hídrico para la generación de electricidad. Así, para el SIC, la disminución del caudal necesario, puede ir de una caída de 11% para el período 2011-2040 a un 22% entre el 2071 y 2099. Lo anterior, acentúa el hecho de desarrollar energías renovables no convencionales, de acuerdo a lo indicado en el documento antes mencionado. En este plan de acción también se destaca la Agenda 2050 del Ministerio de Energía, que fue tratado anteriormente.

Pese a que Chile no está dentro de los mayores países emisores de CO_2, la posición que ha tomado "en términos de la mitigación de GEI ha sido activa, reconociendo los beneficios asociados a las políticas tendientes a la reducción o captura de emisiones de GEI" (Ministerio del Medio Ambiente, s.f.).

De acuerdo al balance de gases de efecto invernadero (GEI) de Chile, en el cual se suman las emisiones y absorciones de GEI, expresadas en dióxido de carbono equivalente (CO_2eq), en el año 2010 se contabilizaron 41.698,5 $GgCO_2eq$, no obstante si se contemplan sólo las emisiones, éstas llegan a los 91.575,9 $GgCO_2eq$, lo que se traduce en un incremento desde el año 1990 al 2010 de un 83,5%. Dentro de los principales agentes que causan los gases de efecto invernadero en Chile, se encuentran los sectores de Energía y las actividades relacionadas con el Uso de la tierra, Cambio del uso de la tierra y Silvicultura, los cuales contemplan los incendios forestales (UTCUTS), de acuerdo a lo expresado por el

Ministerio del Medio Ambiente (s.f.). Esta situación se ve reflejada en el siguiente gráfico, que muestra la tendencia de las emisiones y absorciones de GEI.

Gráfico 22: Tendencia de las emisiones y absorciones de GEI por sector, serie 1990-2000 (Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, s.f.)



Respecto a lo anterior, Chile se ha acogido al Convenio Marco de las Naciones Unidas, sobre el Cambio Climático (CMNUCC) del año 1994 y al Protocolo de Kioto en 2002. Además, se ha comprometido con el Acuerdo de París sobre cambio climático, buscando contribuir de dos maneras: "Reducción de la intensidad de emisiones en un 30% (tCO_2eq/unidad de PIB) en el año 2030 tomando como base el 2007 y una meta específica del sector forestal de manejo sustentable y recuperación de 100.000 hectáreas de bosque, principalmente nativo" (Ministerio del Medio Ambiente, s.f.), lo que implica una reducción y absorción de GEI de 600.000 tCO_2eq anuales, a partir del 2030. Se puede apreciar como el primer compromiso está alineado con la Política Energética de Chile, promovida por el Ministerio de Energía, lo que claramente es propiciada por una reducción de los combustibles fósiles para la actividad de generación eléctrica, entre otros factores, como se puede ver en el gráfico anterior.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. Generación de Energía Eléctrica

3.1.1. Conceptos generales de electricidad.

Dado que el tema abordado en esta memoria es la generación de energía eléctrica, en esta sección se pretende abordar aspectos relacionados a ésta.

Conforme a lo anterior, si se revisa la historia, el término electricidad es empleado por primera vez por el escritor Thomas Browne en una publicación en la obra Pseudodoxia Epidémica, hacia el año 1646. No obstante, su generación masiva se da a finales del siglo XIX, cuando se expande la iluminación eléctrica a las casas y calles. Durante la Segunda Revolución Industrial, la electricidad toma gran protagonismo, durante el período entre 1850 a 1870 y el comienzo de la primera guerra mundial en 1914. Es en este punto, donde grandes inventores y científicos dieron impulso a su carrera, convirtiendo la innovación tecnológica en una actividad industrial activa.

Ahora bien, no es la intención de esta memoria abordar en forma profunda los conceptos de electricidad, que involucran campo eléctrico, campo magnético, los cuales implican introducirse en las ecuaciones de Maxwell, entre otras. Pese a lo anterior, si es posible establecer en una forma general, que cuando se habla de electricidad, se puede entender como una propiedad física de la materia, que guarda relación con la atracción o rechazo de partículas subatómicas como los electrones, protones y neutrones. De esta forma, cuando la materia tenga exceso o déficit de electrones, se entiende que tiene carga negativa o positiva, respectivamente. Entonces, cuando la carga eléctrica es sometida a una fuente de fuerza electromotriz externa (fem), también conocida como tensión o voltaje, se produce el flujo de electrones a través de un conductor, lo que se conoce como corriente eléctrica, la cual puede o no variar en el tiempo, lo que se conoce como corriente alterna y continua, respectivamente.

Ahora bien, dos conceptos muy importantes dentro de la disciplina de la electricidad, son la energía y potencia. La energía es la capacidad de realizar un trabajo, que para el caso de la electricidad corresponde al movimiento de la carga a través del conductor

y que se manifiesta de diferentes formas, principalmente luz y calor. Esta energía es medida en Joule (J). Por su parte, la potencia es la velocidad con que se consume la energía y se mide en Joule/segundo, o Watts (W).

3.1.2. Definición de generación de energía eléctrica.

Como es sabido, la energía no se crea ni se destruye, sino que sólo se transforma. De esta forma la generación de energía eléctrica, no es más que transformar la energía de alguna fuente como puede ser la cinética, química, térmica, nuclear, solar, eólica, etc., en electricidad.

Actualmente, las formas de generación de energía eléctrica, se clasifican en dos tipos:

- Generación de energía de tipo convencional: se consideran aquellas plantas que emplean las primeras fuentes de energía primaria descubiertas por el hombre, para la producción de electricidad. Entre ellas se pueden encontrar la energía hidráulica, que es originada a partir de la energía cinética y potencial de la corriente del agua, la cual pasa a través de una turbina hidráulica, originando el movimiento de un eje, el cual está ligado al rotor de un alternador, originando la electricidad. Otro tipo de generación convencional de energía la constituyen las centrales térmicas, que emplean la combustión de combustibles fósiles como petróleo, carbón y gas natural, para generar calor, que es usado en un proceso termodinámico, con el fin de calentar agua y transformarla en vapor a una alta presión, que provoca el movimiento de una turbina. Nuevamente, al igual que en el caso de la generación hidráulica, esta turbina comparte su eje con el rotor del alternador, lo que genera la electricidad. Cuando el calor es obtenido por la fisión de núcleos de uranio, se trata de una central nuclear.

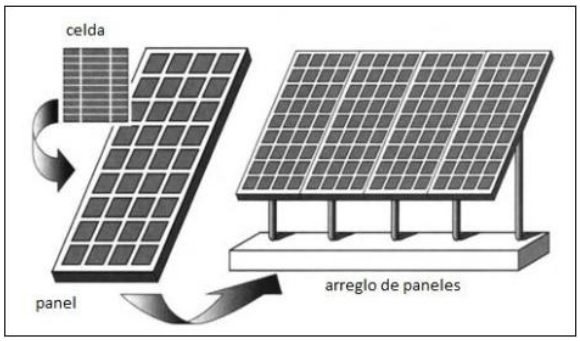
- Generación de energía de tipo renovable no convencional: este grupo contempla las fuentes de energía primaria (naturales), que son inagotables, ya que contienen una gran cantidad de energía o son capaces de regenerarse de forma natural. Ahora, se denominan no convencionales, dado que su uso para la generación de electricidad, es relativamente reciente. Dentro de las energías renovables se pueden considerar, las de tipo eólica, solar, hidroeléctrica de pequeña escala, mareomotriz, geotérmica, biomasa y biocarburantes.

Dentro de esta última agrupación, se destaca la energía solar, que es el tema central de esta memoria, específicamente la de tipo fotovoltaica. Es así, que en los siguientes apartados se explica en términos simples, los principales conceptos de este sistema de generación eléctrica.

3.1.2.1. Composición de un panel fotovoltaico

Tal como es explicado en el capítulo anterior, las plantas fotovoltaicas de generación eléctrica, basan su operación en la radiación solar que llega a la superficie de la tierra, la que incide en las celdas solares que están conectadas y que dan forma al panel fotovoltaico. "A su vez, dichos paneles son cableados entre sí para formar un arreglo de paneles" (Fernández A., 2011). En la siguiente figura, se presenta la configuración de componentes que dan forma a los paneles fotovoltaicos y sus arreglos.

Figura 12: Celdas, paneles, y arreglos de paneles (Fuente: Fernández A, 2011)



De acuerdo a lo expuesto por Fernández A (2011), las celdas usadas con mayor frecuencia, son las hechas de Silicio monocristalino, policristalino y amorfo, tal como se explica en el capítulo anterior y comúnmente están formadas por seis capas, las cuales son:

- Electrodo transparente: son dispositivos electrónicos que transmiten luz y conducen corriente eléctrica en foma simultánea. El material más empleado para su fabricación es el óxido de indio y estaño, aunque también se usan polímeros conductores, nanotubos de carbono, grafeno, entre otros.

- Capa de semiconductor tipo p: El semiconductor tipo p corresponde a aquel que se le ha agregado una impureza, que puede tomar un electrón de un átomo adyacente del

semicondutor, para completar sus enlaces. Esto deja un agujero en el átomo del semiconductor, el que puede emigrar a través de la red y con ello mejorar la conductividad. Este tipo de impureza se denomina receptor y el material resultante se denomina semiconductor tipo p, (Portis y Young, 1974). Para el dopado tipo p, generalmente se insertan átomos de Boro.

- Capa de semiconductor intrínseco: corresponde a un semiconductor "puro", donde en su red cristalina no hay más átomos que los del propio elemento que genera el cristal, que en el caso más común para las celdas, corresponde al Silicio, tal como ya ha sido mencionado. Este tipo de semiconductor tiene tantos electrones como huecos.

- Semiconductor tipo n: El semiconductor tipo n corresponde a aquel que se le ha agregado una impureza que puede donar un electrón a un átomo adyacente del semicondutor. Esto deja más electrones que agujeros en el semiconductor. La conductividad de un semiconductor tipo n a temperaturas ordinarias se debe principalmente a los electrones de las impurezas tipo n (Portis y Young, 1974). Para el dopado tipo n, generalmente se insertan átomos de Fósforo.

- Electrodo metálico: Es un conductor eléctrico en forma de alambres o placas de un metal específico que es usado para hacer contacto con una parte no metálica de un circuito, tal como lo son los semiconductores antes mencionados.

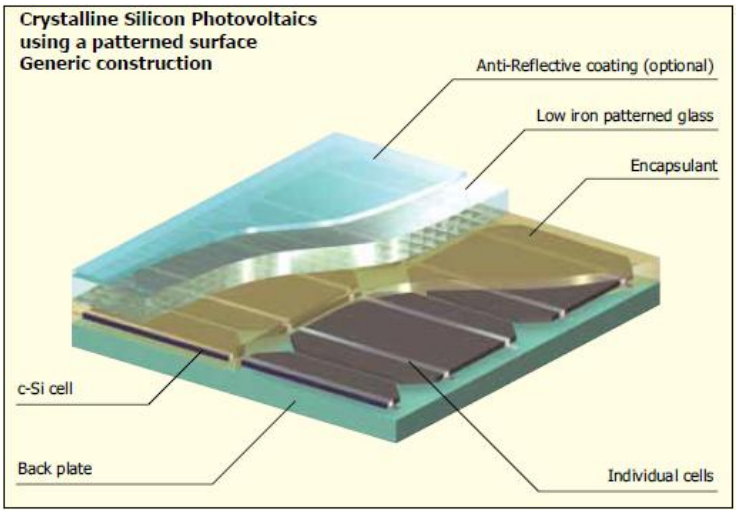
- Plástico opaco: Corresponde a la lámina posterior de la célula fotovoltaica, la que también puede ser de vidrio.

Con el conjunto de componentes mencionados, las celdas fotovoltaicas tienen un grosor que fluctúa entre los 0,25mm y los 0,35mm, presentan por lo general una forma cuadrada, que aproximadamente tiene una superficie de 100 cm^2.

Constructivamente, los paneles están compuestos por "una capa lisa de vidrio templado, para protegerlo de esfuerzos mecánicos sin disminuir la absorción de luz, mientras que por el lado trasero poseen una capa opaca de protección", estas capas protegen las celdas, las que van selladas con silicona (EVA). En los bordes del panel, se coloca un marco metálico que protege las celdas de golpes y vibraciones, de acuerdo a lo presentado

por Fernández A (2011). A continuación se muestra la configuración típica de un panel fotovoltaico.

Figura 13: Componentes de un panel fotovoltaico (Fuente: Pilkington, s.f.)



3.1.2.2. Funcionamiento de la generación eléctrica por paneles fotovoltaicos

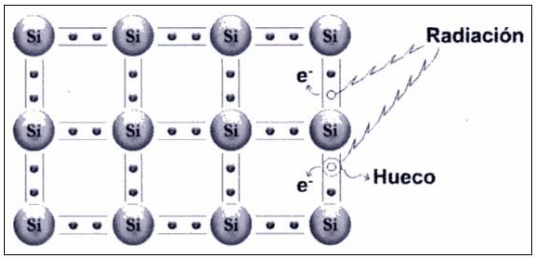
Para entender el principio de la generación eléctrica, mediante el uso de paneles fotovoltaicos, se debe entrar al campo del efecto fotoeléctrico, que básicamente convierte la luz recibida en electricidad. Para lo anterior, se emplea como referencia la explicación dada por Pereda Soto, Isidro (2005) y lo expuesto por Méndez J, Cuervo R (2007). De esta forma, si se aprecian los elementos que componen una celda fotovoltaica, que han sido mencionados anteriormente, se deben destacar las capas de semiconductores que son las causantes de la generación de electricidad y que para el caso de este estudio corresponde principalmente a Silicio.

Conforme con lo anterior, para que se produzca electricidad usando los paneles, es necesario que el semiconductor sea sometido a una cantidad de energía suficiente que permita que sus electrones de valencia (en el caso de Silicio son cuatro) rompan los enlaces con el núcleo del átomo y así se muevan libremente dentro de la red cristalina del Silicio. Esta energía requerida, es llamada ancho de banda prohibida o gap band. Así, considerando que los fotones son las partículas que forman los rayos solares, es necesario que la energía de éstos sobrepase la banda prohibida, para que sea liberado el electrón, siendo el excedente

de energía transformado en calor. Complementando lo anterior, es importante señalar que el gap band del Silicio es de 1,1 electronvolt (eV) y que la energía del fotón varía entre 0,5 eV y 2,9eV, dependiendo de las longitudes de onda de la luz. Para el caso particular de la radiación solar, se estima que la celda fotovoltaica utiliza menos del 55% de la luz emitida, dado que la restante presenta una energía inferior a la del gap band o lleva exceso de energía.

Entonces, cuando la radiación incidente cumple la condición energética explicada anteriormente, el electrón se desplaza y genera un lugar al que se le denomina hueco, el cual tiene una carga positiva del mismo valor que la del electrón.

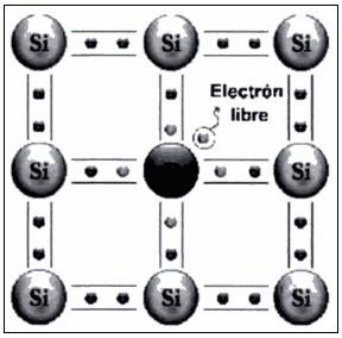
Figura 14: Proceso de efecto fotoeléctrico en el Silicio (Fuente: Méndez J, Cuervo R, 2007)



"Los electrones libres y los huecos, creados por la radiación, tienden a recombinarse, perdiendo su actividad. Para que ésto no ocurra, y se pueda aprovechar la libertad de los electrones, hay que crear en el interior del semiconductor un campo eléctrico" (Méndez J, Cuervo R, 2007). Para poder generar dicho campo eléctrico, se unen las dos capas de Silicio de tipo n y p.

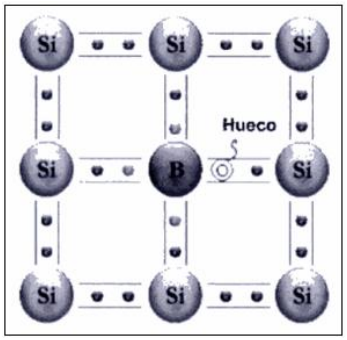
Tal como se mencionó, para conseguir un semiconductor de tipo n, específicamente para el Silicio, se deben reemplazar átomos de éste por unos de fósforo, los cuales tienen cinco electrones de valencia y como para formar los enlaces con el Silicio se requieren de cuatro electrones, queda uno libre.

Figura 15: Generación de Silicio tipo n (Fuente: Méndez J, Cuervo R, 2007)



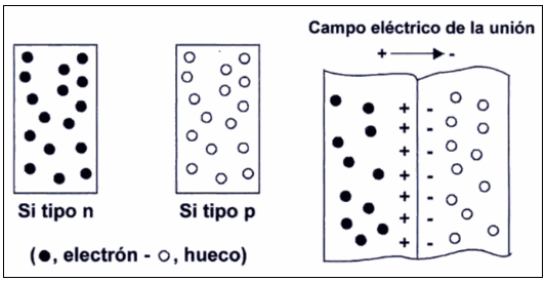
A su vez, para que el Silicio sea de tipo p, se reemplazan átomos de éste, por unos de boro, los cuales tienen tres electrones de valencia, por lo que para formar enlaces con el Silicio, se necesita otro electrón o de lo contrario, existe un hueco.

Figura 16: Generación de Silicio tipo p (Fuente: Méndez J, Cuervo R, 2007)



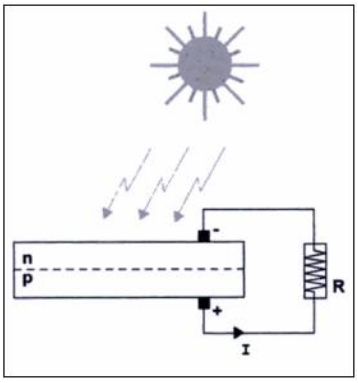
Entonces, la unión entre los dos tipos de Silicio, se denomina unión p-n y con ella se logra que lo electrones del semiconductor tipo n tiendan a ocupar los huecos del semiconductor tipo p y viceversa, "creándose así un campo eléctrico que se hace cada vez más grande a medida que los electrones y los huecos continúan difundiéndose hacia lados opuestos" (Méndez J, Cuervo R, 2007). Este proceso finaliza cuando ya no es posible el intercambio de más electrones desde el silicio n a los huecos del silicio p, con lo que se ha logrado generar un campo eléctrico pemanente.

Figura 17: Generación de un campo eléctrico en la unión p-n del Silicio p y Silicio n, en una celda fotovoltaica (Fuente: Méndez J, Cuervo R, 2007)



Al momento de montar el panel, las celdas quedan con el semiconductor tipo n hacia el lado en que incide la luz de los rayos solares y mientras ésta esté presente, continuará circulando corriente eléctrica, la que es proporcional a la luz que recibe la célula fotovoltaica.

Figura 18: Disposición de la célula fotovoltaica (Fuente: Méndez J, Cuervo R, 2007)



3.2. Definición de licitación para proyectos de generación de energía

Tal como es mencionado en el capítulo anterior, específicamente en la sección de Normativas, decretos y certificaciones para la industria de la generación eléctrica en Chile, la Ley N° 20.698 establece que el Ministerio de Energía debe efectuar licitaciones anuales para la provisión de bloques de energía del tipo ERNC, pudiendo realizarse hasta dos subastas, si es que el primer bloque no es satisfecho completamente. De esta situación, nace la necesidad de que la empresa generadora tome conocimiento de las bases que existen para poder adjudicarse estos proyectos.

De acuerdo a lo anterior, se considera como un caso estándar la Resolución Exenta N° 42, publicada el 24 de Enero de 2017, donde se aprueban las bases de licitación pública nacional e internacional, para el suministro de potencia y energía eléctrica, para abastecer a los consumos de clientes sometidos a regulación de precios.

El contrato por el suministro de energía licitado, tiene un período de vigencia entre el 1 de Enero del año 2023 y el 31 de Diciembre de 2042, ambas fechas inclusive y busca entregar la energía requerida por las licitantes, que corresponden a empresas distribuidoras de energía, que tienen clientes regulados. Este suministro de energía, viene dado por bloques de suministro, que "constituyen el compromiso máximo de Suministro que puede asumir el Proponente en su oferta, y representa el conjunto total de energía a adjudicar por Las Licitantes en la presente Licitación, para el período correspondiente considerado" (Comisión Nacional de Energía, 2017). Cada bloque de energía es subdivido por sub bloques, para ser presentados en la ofertas. Estos bloques contienen una componente base y una variable "la que constituye un 10% de la energía requerida en cada año por la componente Base, y tiene por finalidad absorber incrementos no esperados en la demanda de energía", (Comisión Nacional de Energía, 2017).

Los bloques de suministro de esta licitación, son presentados a continuación y comprenden el período 2023-2032, considerando que a partir de esa fecha y hasta el término del contrato, la demanda de energía se mantiene constante. Ahora bien, es importante destacar que al momento de realizar esta memoria, las proyecciones de demanda mostradas, se encuentran en etapa de revisión, pero de igual forma, se consideran válidas.

Tabla 8: Bloques de suministro de Energía para el proceso de licitación de la Resolución Exenta N°42 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Concepto	Subitem	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Energía [GWh]	Proyección	47.333	48.851	50.382	51.958	53.592	55.267	56.988	58.757	60.581	62.459
	Contratación comp. base	43.512	37.903	30.505	27.574	24.626	23.278	23.280	23.282	22.980	22.420
	Requerimientos comp. base	3.821	10.948	19.877	24.384	28.966	31.989	33.708	35.475	37.601	40.039
	Bloque de Suministro N°1-A	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
	Bloque de Suministro N°1-B	1.620	1.620	1.620	1.620	1.620	1.620	1.620	1.620	1.620	1.620
	Bloque de Suministro N°1-C	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820
	Bloque de Suministro N°2-A	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
	Bloque de Suministro N°2-B	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
	Bloque de Suministro N°2-C	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
	Bloque de Suministro N°2-D	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165

Cada uno de los bloques mostrados en la tabla anterior, están enfocados a abastecer diferentes períodos de tiempo. Así, para el caso de los bloques referenciados como N°1, ya sea A, B o C, se enfocan en suministrar energía, para diferentes horarios durante el día. Por otra parte, los bloques de suministro N°2, son destinados a proveer la energía a las distribuidoras en forma trimestral, disponiendo para ello de cuatro segmentos, designados como A, B, C y D.

Un aspecto importante dentro de la licitación, es que las ofertas de cada bloque, pueden ser iguales o menores al monto total de energía requerido, "debiendo ajustarse a un número entero de Sub Bloques de cada Bloque de Suministro, en forma individual o agrupada" (Comisión Nacional de Energía, 2017).

Además, desde el punto de vista de la remuneración a quienes se adjudiquen contratos, es preciso aclarar que "el total de la energía, activa o reactiva, que se deberá facturar a las Licitantes, por compras para clientes regulados, será igual a los valores efectivamente demandados por éstas en el período de facturación respectivo" (Comisión Nacional de Energía, 2017). Con respecto a lo anterior, dentro de la Resolución Exenta N°42, existe una aclaración acerca de la Asignación de Variaciones de Demanda, cuando la energía demandada es menor que la total del suministro contratado. Para efectos de no variar la intención de lo antes mencionado, a continuación se recoge el extracto que indica la forma de facturar el suministro de energía, según la mencionada Resolución Exenta (Comisión Nacional de Energía, 2017).

1) Energía Activa: Se procede a facturar la demanda efectivamente consumida de forma no discriminatoria y a prorrata de la totalidad de los suministros anuales contratados de cada suministrador, para el correspondiente año. Sin perjuicio de lo anterior, para efectos de la facturación de los Bloques de Suministro Nº1, se determinarán tres prorratas a lo largo del consumo diario:

i) Para la energía demandada entre las 00:00 y 07:59 horas y entre las 23:00 y 23:59 horas, donde participa en la determinación de la prorrata el Bloque de Suministro Nº1-A;

ii) Para la energía demandada entre 08:00 y 17:59 horas, donde participa en la determinación de la prorrata el Bloque de Suministro Nº1-B; y

iii) Para la energía demandada entre 18:00 y 22:59 horas, donde participa en la determinación de la prorrata el Bloque de Suministro Nº1-C.

Sólo para efectos de determinar las prorratas asignables a los Bloques de Suministro Nº1-A, Nº1-B y Nº1-C, se debe determinar para éstos un monto de contratación equivalente diario, para lo cual, los montos anuales contratados en los Bloques de Suministro Nº1, serán amplificados por un factor, de acuerdo a lo siguiente:

- Factor para Contratos del Bloque de Suministro Nº1-A: 3,2182

- Factor para Contratos del Bloque de Suministro Nº1-B: 2,1852

- Factor para Contratos del Bloque de Suministro Nº1-C: 4,3171

Los factores señalados son determinados a partir del cociente entre el volumen de energía del conjunto de los Bloques de Suministro N°1 y el volumen de energía asociado al Bloque de Suministro N°1-A, N°1-B o N°1-C, según corresponda. No obstante, en el caso que resulten adjudicadas un conjunto de ofertas con restricción por igual número de Sub-Bloques en los Bloques de Suministro Nº1-A, Nº1-B y Nº1-C, se considera dicho conjunto de ofertas, para efectos del contrato, como una oferta de abastecimiento para las 24 horas, por un precio equivalente al precio promedio ponderado, con lo cual no requerirá el uso de los referidos factores en la determinación de la prorrata asignable.

Asimismo, para efectos de determinar las prorratas asignables a la facturación de los Bloques de Suministro N°2-A, N°2-B, N°2-C y N°2-D, se determina para cada Bloque un monto de contratación equivalente anual, para lo cual, los montos contratados serán amplificados por un factor, de acuerdo a lo siguiente:

- Factor para Contratos del Bloque de Suministro Nº2-A: 4,0000

- Factor para Contratos del Bloque de Suministro Nº2-B: 4,0000

- Factor para Contratos del Bloque de Suministro Nº2-C: 4,0000

- Factor para Contratos del Bloque de Suministro Nº2-D: 4,0000

No obstante, en el caso que resulten adjudicadas un conjunto de ofertas con restricción por igual número de Sub-Bloques en los Bloques de Suministro N°2-A, N°2-B, N°2-C y N°2-D, se considera dicho conjunto de ofertas para efectos del contrato como una oferta de abastecimiento para los 12 meses del año, por un precio equivalente al precio promedio ponderado, con lo cual no requerirá el uso de los referidos factores en la determinación de la prorrata asignable.

2) Potencia en Horas de Punta: Sólo podrán facturar potencia en horas de punta aquellos suministradores cuyos Bloques contratados suministran energía durante el horario de punta del Sistema respectivo. En cada Punto de Compra, es decir cada barra o nudo del sistema troncal, en la cual las Licitantes efectuarán las respectivas compras de energía y potencia, éstas determinarán los montos de potencia que cada Proveedor suministrará, y por tanto considerará en la facturación, como la potencia total a facturar según el régimen de demanda máxima leída para el período de facturación correspondiente, a prorrata de la energía activa mensual facturada, respecto del total de la energía activa facturada por aquellos Bloques de Suministro que abastecen durante el horario de punta. Sólo para efecto de determinar las prorratas asignables a los Bloques de Suministro N°1 y N°2, los montos mensuales de energía facturados serán amplificados de acuerdo a los factores antes establecidos.

Se entiende por período de punta al comprendido entre las 18:00 hrs y las 23:00hrs, mientras rija el horario oficial de invierno y entre las 19:00 y 24:00, mientras se esté aplicando el horario de verano, para todos los días del año, salvo los domingos, festivos y sábados, inmediatamente siguientes a un día viernes festivo o anterior a un lunes feriado.

3) Energía Reactiva: En cada Punto de Compra, las Licitantes determinarán en todo momento los montos aplicables a los cargos de energía reactiva que cada Proveedor facturará, a prorrata de la energía activa mensual, facturada por el correspondiente Proveedor de acuerdo a lo señalado en el numeral 1) anterior, respecto al total de la energía activa efectivamente demandada por Las Licitantes, destinada a sus clientes regulados.

3.2.1. Bloques de suministro N°1

La siguiente descripción es extraída directamente desde la Resolución Exenta N°42 (Comisión Nacional de Energía, 2017)

- Bloque de suministro N°1-A: "destinado a abastecer únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante los períodos horarios comprendidos entre las 00:00hrs y las 07:59hrs y entre las 23:00hrs y 23:59hrs", (Comisión Nacional de Energía, 2017).

- Bloque de suministro N°1-B: "destinado a abastecer únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 08:00hrs y las 17:59hrs", (Comisión Nacional de Energía, 2017).

- Bloque de suministro N°1-C: "destinado a abastecer únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 18:00hrs y las 22:59hrs", (Comisión Nacional de Energía, 2017).

El detalle de la composición de la energía licitada para este bloque se entrega en la siguiente tabla.

Tabla 9: Descomposición de la energía licitada para el bloque de suministro N°1 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Energía Licitada (GWh)	Bloque de Suministro N°1-A	Bloque de Suministro N°1-B	Bloque de Suministro N°1-C
Bloque de Suministro	1.100	1.620	820
Componente Base	1.000	1.473	745
Componente Variable	100	147	75

Cada uno de estos bloques es dividido en 177 Sub Bloques, los cuales deben suministrar la misma cantidad de energía anualmente, es decir aproximadamente 6,2 GWh.

3.2.2. Bloques de suministro N°2

Al igual que en el caso de los bloques N°1, la siguiente descripción es extraída directamente desde la Resolución Exenta N°42 (Comisión Nacional de Energía, 2017).

- Bloque de suministro N°2-A: "destinado a abastecer únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante el período comprendido entre el 01 de enero al 31 de marzo", (Comisión Nacional de Energía, 2017).

- Bloque de suministro N°2-B: "destinado a abastecer únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante los períodos comprendidos entre el 01 de abril al 30 de junio", (Comisión Nacional de Energía, 2017).

- Bloque de suministro N°2-C: "destinado a abastecer únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante los períodos comprendidos entre el 01 de julio al 30 de septiembre", (Comisión Nacional de Energía, 2017).

- Bloque de suministro N°2-D: "destinado a abastecer únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante los períodos comprendidos entre el 01 de octubre al 31 de diciembre", (Comisión Nacional de Energía, 2017).

El detalle de la composición de la energía licitada para este bloque se entrega en la siguiente tabla.

Tabla 10: Descomposición de la energía licitada para el bloque de suministro N°2 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Energía Licitada (GWh)	Bloque de Suministro N°2-A	Bloque de Suministro N°2-B	Bloque de Suministro N°2-C	Bloque de Suministro N°2-D
Bloque de Suministro	165	165	165	165
Componente Base	150	150	150	150
Componente Variable	15	15	15	15

Cada uno de estos bloques es dividido en 33 Sub Bloques, los cuales deben suministrar la misma cantidad de energía anualmente, es decir 5 GWh.

Revisados los dos bloques de suministro y conociendo el régimen de operación de un parque fotovoltaico en Chile, que no cuente con un sistema de almacenamiento, tal como son bancos de baterías, es claro que el bloque al que se debe postular es el N°1-B o cualquiera de los del bloque N°2, reconociendo que la ubicación de la planta está dada por la zona donde se dé la mayor radiación durante el año, es decir la zona norte del país, preferentemente entre las regiones I, II o III, situación que es tratada más adelante.

3.3. Principios de operación en el sistema.

Como ya se ha revisado anteriormente, para un proyecto de generación como el descrito en la Resolución Exenta N°42, la remuneración a la empresa generadora es por energía efectivamente demandada, por lo que es necesario conocer cómo es la operación real en los actuales SIG-SING, de forma de contrastar este escenario con la proyección de demanda que se presenta más adelante. También es importante saber, el patrón de comportamiento de los diferentes tipos de centrales, lo que permite vislumbrar el escenario al que se ve enfrentado el nuevo parque fotovoltaico, lo que es usado en el análisis del Microentorno, incluido en el desarrollo de esta memoria.

De acuerdo a lo anterior, es posible encontrar estadísticas de la operación del Coordinador Eléctrico Nacional, a través de su sitio web, desde donde se recopilan los siguientes datos.

Tabla 11: Antecedentes de la Operación Real en los sistemas nacionales SIC-SING al año 2014 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2015)

SISTEMA	AÑO	Capacidad Instalada MW	Generación Horaria máxima MW	Generación Bruta GWh	Ventas GWh
SING	1998	1.475,7	1.020,9	7.357,5	6.616,4
	1999	2.637,3	1.093,6	9.001,0	8.119,6
	2000	3.040,9	1.153,5	9.327,4	8.398,0
	2001	3.440,9	1.220,8	9.851,4	8.991,1
	2002	3.633,2	1.360,3	10.399,6	9.481,8
	2003	3.640,7	1.416,0	11.424,1	10.480,2
	2004	3.595,8	1.566,6	12.330,0	11.240,4
	2005	3.595,8	1.566,2	12.657,4	11.559,6
	2006	3.595,8	1.676,0	13.236,0	12.029,4
	2007	3.601,9	1.790,4	13.945,8	12.674,3
	2008	3.601,9	1.897,0	14.503,2	13.219,2
	2009	3.698,7	1.816,0	14.906,5	13.656,0
	2010	3.574,9	1.900,0	15.100,0	13.792,0
	2011	3.963,8	2.161,8	15.881,2	14.263,0
	2012*	3.755,8	2.167,4	16.751,1	14.832,0
	2013*	3.759,4	2.243,3	17.229,6	15.414,0
	2014*	3.875,2	2.372,2	17.687,6	15.740,0
SIC	1998	6.242,4	3.991,4	25.649,7	24.240,0
	1999	6.695,1	4.185,5	26.915,0	25.530,3
	2000	6.652,8	4.516,0	29.576,6	27.653,6
	2001	6.579,2	4.694,0	30.765,0	29.144,4
	2002	6.737,2	4.878,0	31.971,3	30.334,7
	2003	6.996,2	5.162,0	33.708,1	32.076,0
	2004	7.867,4	5.430,8	36.258,6	34.602,4
	2005	8.288,3	5.763,9	37.915,1	35.929,2
	2006	8.632,0	6.059,0	40.265,5	38.231,1
	2007	9.118,2	6.313,4	41.968,8	39.963,7
	2008	9.385,8	6.147,1	41.804,3	39.580,3
	2009	11.147,2	6.139,1	41.738,0	39.400,8
	2010	12.076,3	6.482,1	43.156,7	41.061,7
	2011	12.365,1	6.881,4	46.052,3	43.804,3
	2012	13.354,9	6.991,9	48.795,7	46.281,5
	2013	13.826,4	7.283,1	50.820,1	47.777,6
	2014	14.822,1	7.547,3	52.207,4	48.977,1

Gráfico 23: Evolución de capacidad instalada y demanda máxima SIC (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2015)

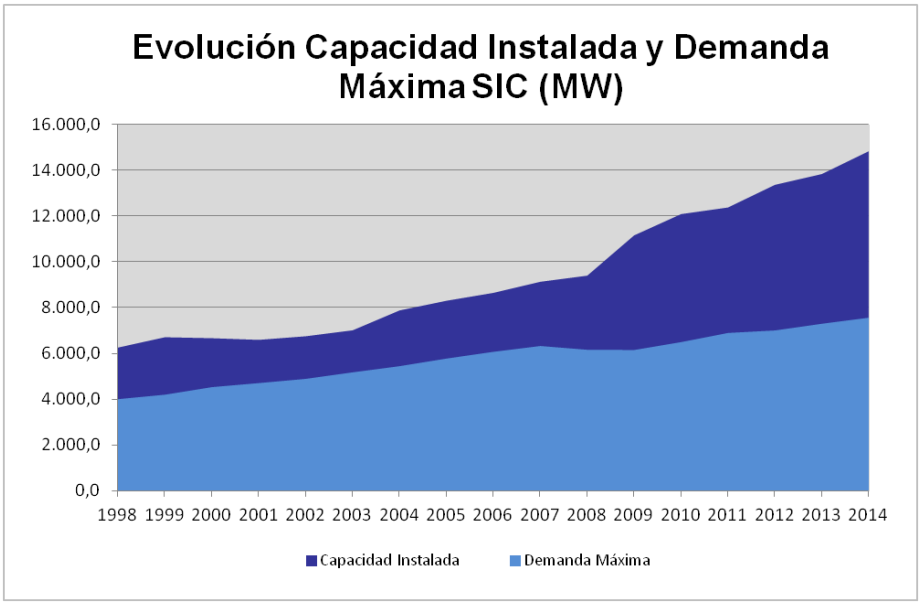
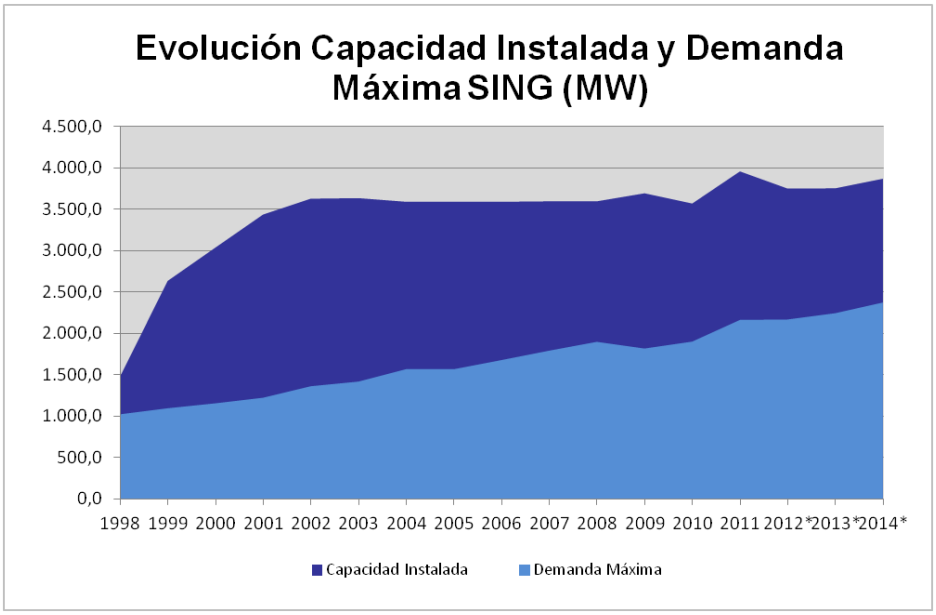


Gráfico 24: Evolución de capacidad instalada y demanda máxima SING (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2015)



De acuerdo a las gráficas anteriores, es posible observar que existe un gap, entre la capacidad de ambos sistemas interconectados y la demanda real, lo que representa una situación desafiante para las nuevas generadoras que desean entrar a la industria, haciendo necesario establecer una estrategia de operación, que permita competir de forma que su oferta represente la alternativa más conveniente a la hora de despachar energía al sistema.

Si se revisan los datos de Abril de 2017, en conjunto con la información presentada por CDEC SING, este sistema cuenta con 742MW de potencia ya instalada, de los cuales es necesario establecer su real nivel de explotación. Con el fin de ilustrar lo anterior, se considera el perfil de generación de un día aleatorio, donde es posible apreciar cuando se emplea con mayor fuerza las ERNC.

Gráfico 25: Perfil diario de generación de energía en el SING (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, 2017)

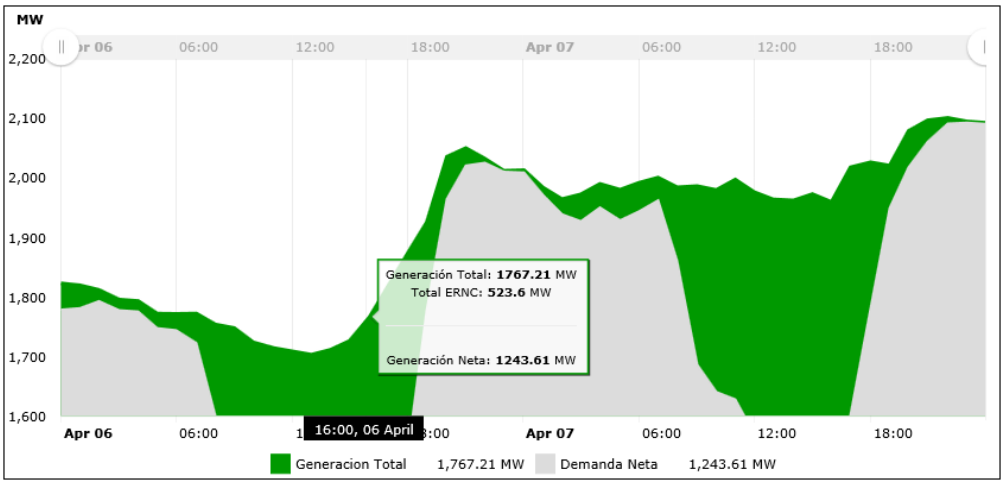
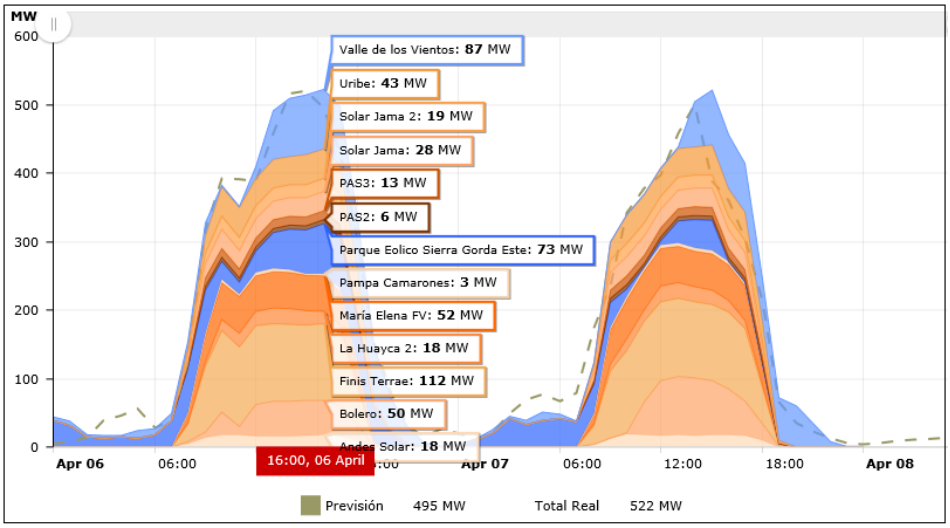


Gráfico 26: Detalle horario de la generación ERNC acumulada SING (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, 2017)



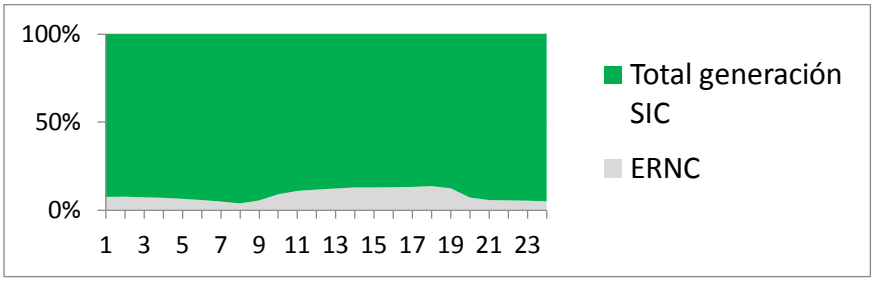
Como era de esperar, el uso de las ERNC adquiere mayor protagonismo entre las 08:00hrs y las 18:00hrs, lo que refuerza la idea de participar en la licitación por la adjudicación del bloque de suministro N°1-B, de la Resolución Exenta N°42.

Ahora bien, es importante destacar, que del total de la energía generada en el SING, aproximadamente el 10% es destinada a la venta a clientes regulados, mientras que el 90% restante es suministrada a clientes libres, de acuerdo al detalle anual de generación de

Energía para el período 2005-2017, elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional (2017). Lo anterior, se puede explicar en buena parte por el dominio del consumo de la industria en la Zona Norte del país, especialmente por la operación de compañías mineras.

Para el caso del SIC, la capacidad instalada en ERNC, en Febrero de 2017, alcanza los 2.728,5MW, de acuerdo a lo expuesto en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Además, si se revisa el perfil de generación diaria, por ejemplo, durante el día 6 de Abril de 2017, tal como en el caso del SING, es claro que la mayor cantidad de energía generada de fuentes ERNC, se da entre las 10:00hrs y las 19:00hrs, dado el aporte que entrega la energía solar, que sobrepasa el 10% del total de energía suministrada, lo que nuevamente refuerza la idea, de participar por el suministro de energía del Bloque N°1-B. Lo anterior, se puede observar en el siguiente gráfico.

Gráfico 27: Perfil diario de generación de energía en el SIC (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, 2017)



Pese a lo anterior, si se considera la operación de ambos sistemas unificados dentro del Sistema Eléctrico Nacional, cobra gran relevancia el aspecto estacional en el uso de las diferentes fuentes de generación, principalmente la eólica y solar, dada la variación que presenta en su factor de planta, al igual que las condiciones meteorológicas, que marcan las cotas de los embalses existentes en el actual SIC. Esta estacionalidad también marca la demanda neta total, mínima y máxima a abastecer.

Conforme a lo anterior, el CDEC SING (2016) elabora un estudio de ERNC para su incorporación en el Sistema Eléctrico Nacional, con proyección hacia el año 2021, donde considera lo antes descrito, además del cumplimiento de la Ley N° 20.698 (20/25) y una simulación de un 30% sobre la cuota de la citada ley para el mismo año, es decir 13,5% y 17,6%, respectivamente, respecto de la matriz de generación eléctrica total.

De la investigación antes mencionada, los resultados más relevantes para esta memoria dan cuenta de la diferencia que existe en la demanda neta durante un día de inverno y uno de verano, existiendo algunas distinciones en los requerimientos de tasas de potencia por minuto, yendo desde los 8,7 a 15 MW/min en verano comparado con los 4,7 a 13,9 MW/min en invierno, situación que resalta aún más si se consideran dos horas consecutivas, "pasando desde los 800-1500 MW de variación en verano a 280-1050 MW en un día de invierno, según penetración ERNC considerada" (CDEC SING, 2016). Esta situación se grafica en las siguientes dos figuras.

Gráfico 28: Caraterización de la demanda para un día de verano, 01 de febrero de 2021 (Fuente: CDEC SING, 2016)

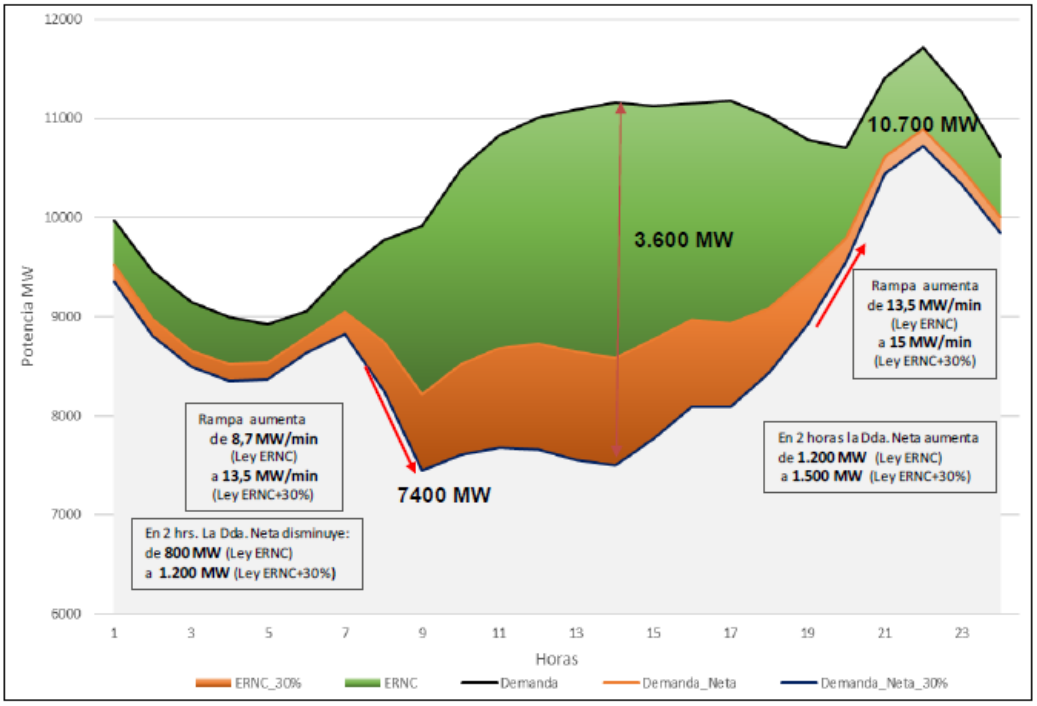
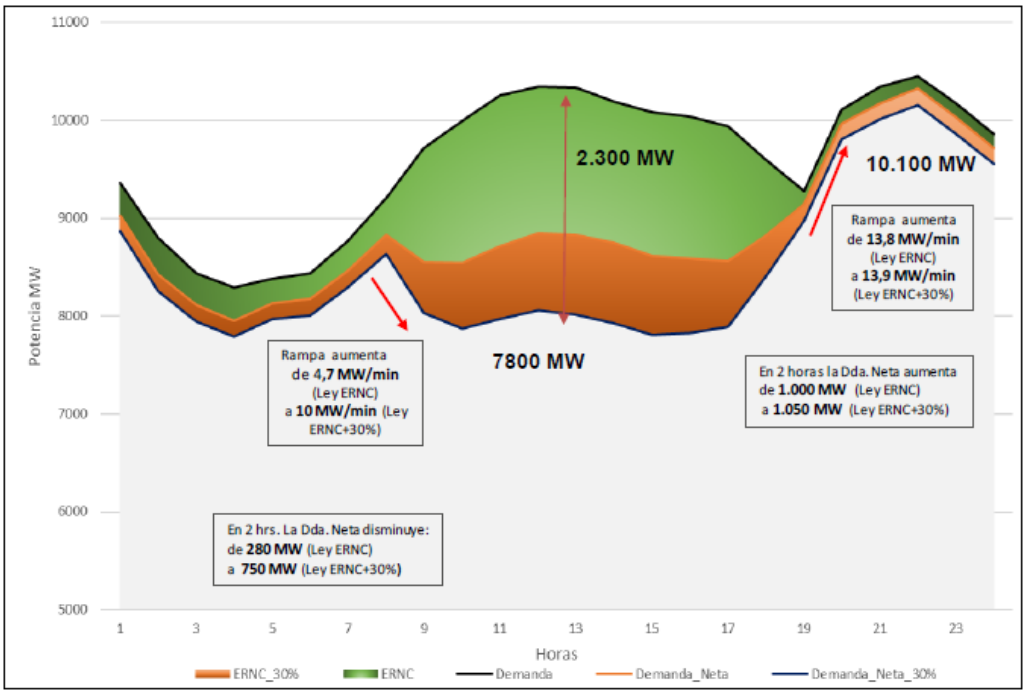


Gráfico 29: Caraterización de la demanda para un día de invierno, 01 de julio de 2021 (Fuente: CDEC SING, 2016)

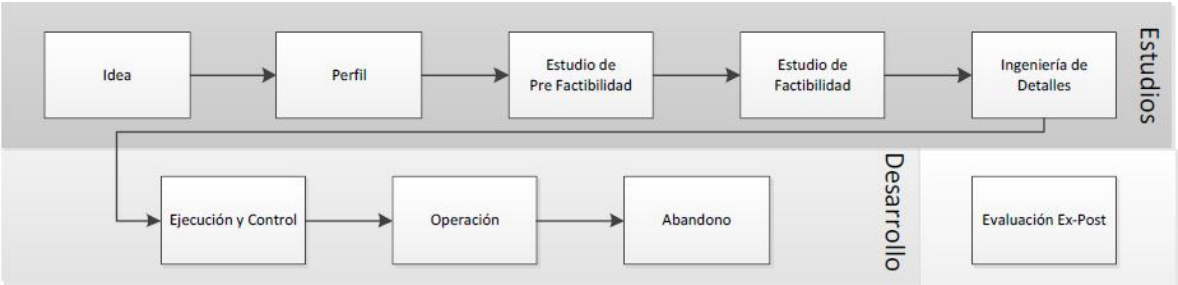


Al igual que cuando se analizan los sistemas por separado, la situación horaria en que más se emplea las ERNC, abarca lo comprendido en el bloque de suministro N°1-B. Sin embargo, con este análisis es posible ver como en el verano, se genera una mayor cantidad de demanda de energía por ERNC que en invierno, lo que da luces de que si se opta por participar de la licitación en el bloque de suministro N°2, lo más conveniente para el participante del nuevo parque fotovoltaico, es centrar sus esfuerzos por adjudicarse el sub bloque N°2-A o en su defecto el N°2-D.

3.4. Principios de evaluación de un proyecto de inversión

Para llevar a cabo el desarrollo de la evaluación del proyecto de inversión, de carácter privado, que en esta memoria se presenta, se emplean las metodologías planteadas por Sapag, N., Sapag, R., (2008) y por Manríquez Osorio, María (2015), las cuales se resumen en la siguiente figura.

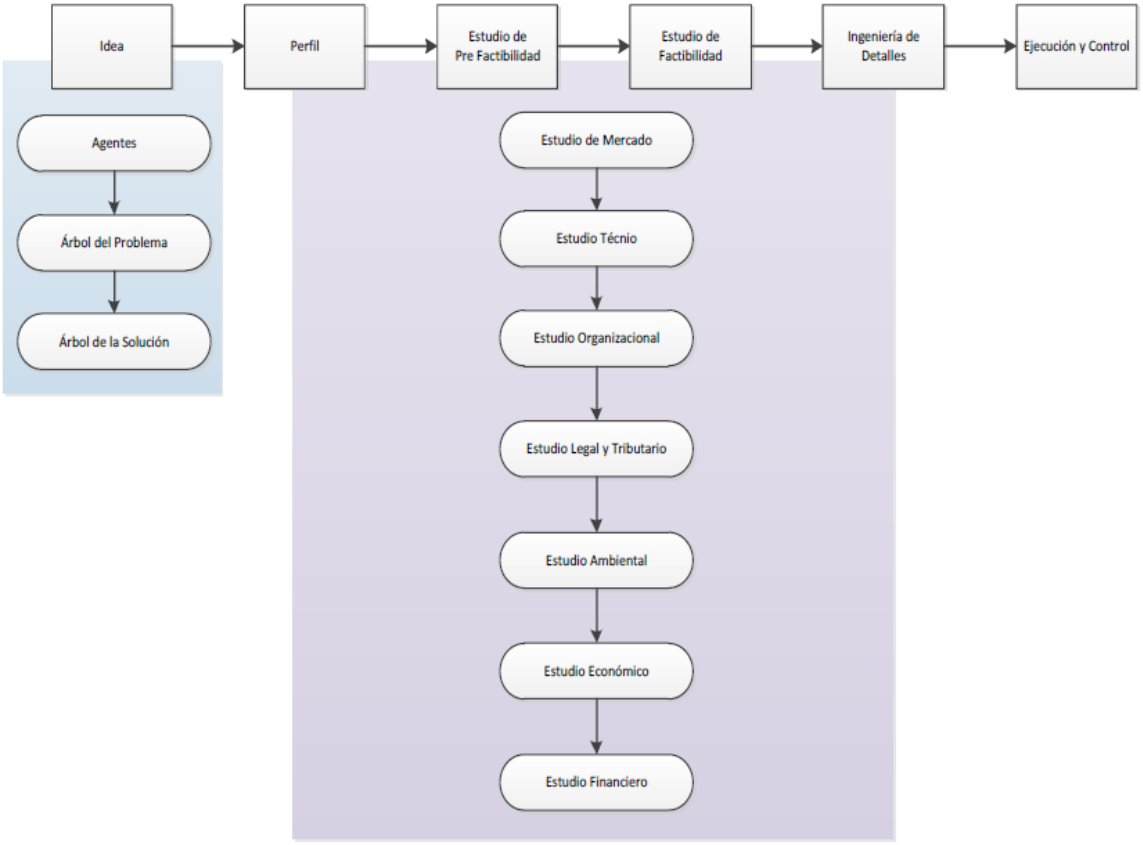
Figura 19: Etapas de un proyecto. (Fuente: Manríquez Osorio, María, 2015).



Resulta importante destacar, que el alcance de esta memoria radica sólo en las etapas de Idea, Perfil, Estudio de Pre factibilidad y Factibilidad, que constituyen la fase de Pre inversión. Además, el eje central de esta memoria aborda los principales estudios que se deben realizar para la Evaluación de todo proyecto, tal como lo indica Manríquez Osorio, María, (2015), los cuales son Estudio de Mercado, Estudio Técnico, Estudio Organizacional, Estudio Legal, tributario y Ambiental, Estudio Económico y Financiero.

En la siguiente figura es posible revisar la estructura que busca seguir la presente memoria.

Figura 20: Pasos de la Evaluación de Proyectos y Ejecución. (Fuente: Manríquez Osorio, María, 2015).



3.5. Diagnóstico

A la hora de realizar la evaluación de un proyecto de inversión, se debe considerar que la primera tarea es realizar un diagnóstico de la situación actual, que va a recibir a éste. Con esto, se pretende descubrir la problemática a ser resuelta, lo que permite definir la idea del proyecto. Para lo anterior, se emplea la recopilación de datos generales y específicos del proyecto, aplicando técnicas como las Cinco Fuerzas de Porter, que permiten analizar las interacciones entre los participantes de la industria y el Estudio de Mercado, que establece las condiciones políticas, tecnológicas, ambientales, sociales y legales, que deben ser observadas, para la realización del proyecto.

En el diagnóstico, se debe establecer la justificación del proyecto, empleando los antecedentes reunidos desde fuentes secundarias y primarias de información.

Se debe establecer la relevancia de los interesados en el proyecto, los cuales pueden tener posturas a favor o en contra de éste y con ello ver el nivel de impacto que el proyecto puede generar en ellos y viceversa.

Coherente con todo lo expuesto, se deben plantear los objetivos, tanto principales como secundarios, que se persiguen con la realización del proyecto, es decir a qué se aspira con éste.

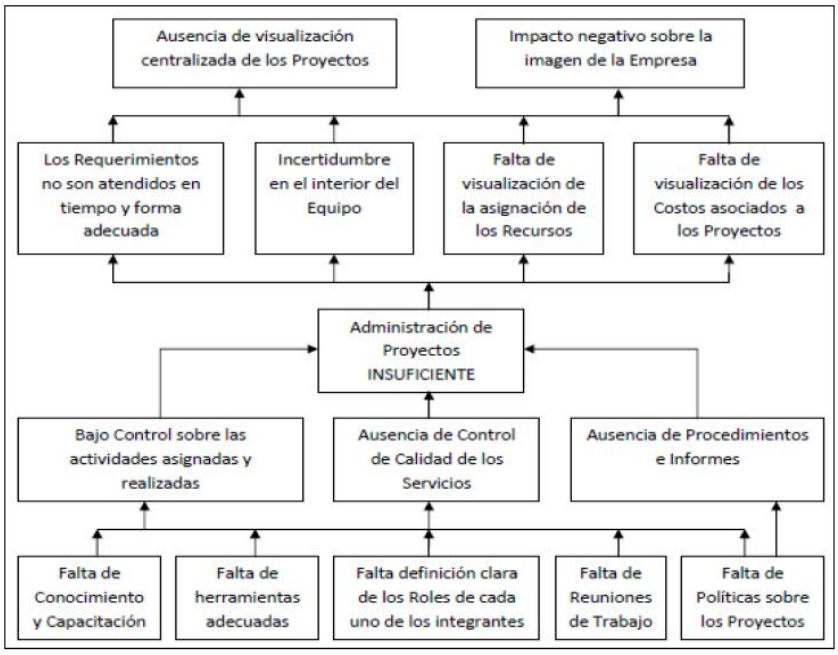
3.5.1. Definición de la Idea del Proyecto

Para lograr determinar la idea central de esta memoria, se emplea la metodología de Marco Lógico, planteada por Manríquez Osorio, María (2015), donde se realiza el análisis del árbol del problema y el de objetivos.

3.5.1.1. Árbol del Problema

Se busca determinar la problemática central, que debe ir en una frase en estado negativo, incluyendo las causas del problema, como raíces del árbol, complementándolas con los orígenes de estas causas. A su vez, se agregan los efectos del problema central, como las ramas del árbol.

Figura 21: Ejemplo de Árbol del Problema (Fuente: Saavedra Oscar, 2005)



3.5.1.2. Árbol del Objetivo

Con este esquema, se busca deducir las metas que se quieren conseguir y qué herramientas serán usadas para esto. El proceso consiste en llevar a la situación contraria el árbol del problema, es decir en lugar de un problema central, se busca identificar el objetivo principal, las raíces ya no son las causas, sino que corresponden a los medios que se usan para lograr el objetivo principal, mientras que las ramas corresponden a los fines, en lugar de los efectos, es decir lo que se pretende lograr, al cumplir el objetivo principal.

Figura 22: Contraposición de la Forma de un Árbol de Problema vs uno de Objetivos (Manríquez Osorio María, 2015)

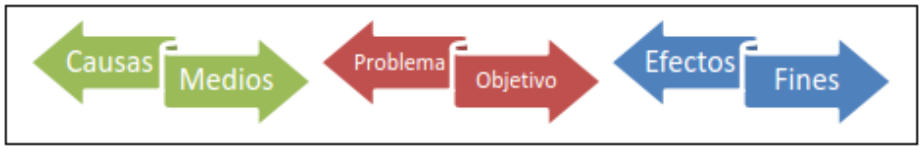
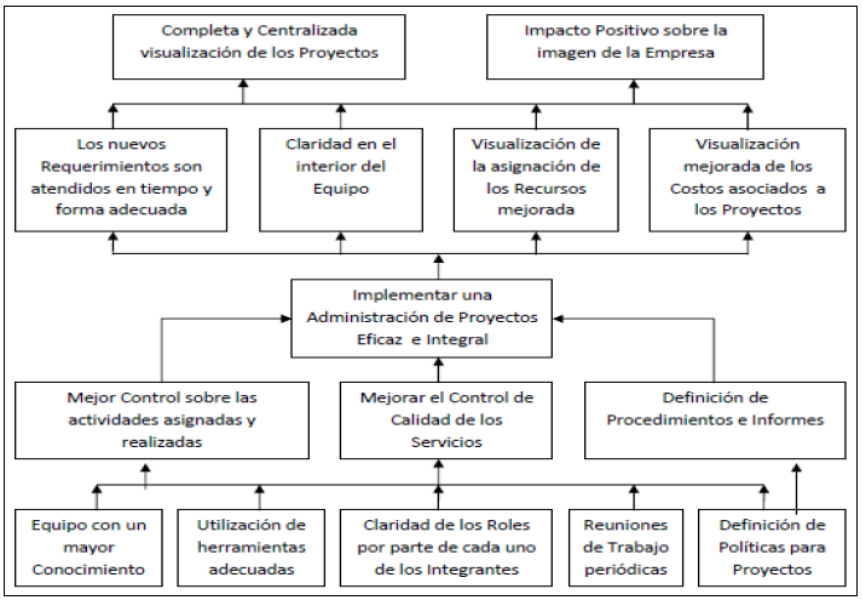


Figura 23: Ejemplo de Árbol del Objetivo (Fuente: Saavedra Oscar, 2005)



El último paso, para la generación de la idea, es su traslado a la realidad, para verificar que la idea sea sólida. Para lo anterior, Manríquez Osorio María (2015) propone revisar tres aspectos:

- Situación actual: Corresponde a lo estudiado durante el desarrollo del Árbol del Problema.

- Situación Base: Es la condición, sin la implementación del proyecto, pero modificando la situación actual de forma de optimizarla, lo que implica obras de menor costo y la aplicación de medidas administrativas o de gestión. Esto refleja lo que se podría haber ganado sin realizar el proyecto.

- Situación Actual con proyecto: Esto apunta a ver la conveniencia de realizar el proyecto, considerando la situación actual.

3.5.2. Objetivos del proyecto

Es necesario considerar los objetivos tanto principal como específico, relacionados a la evaluación de proyectos, los cuales deben tener el carácter de SMART, es decir, cumplir con ser específicos, medibles, alcanzables, retadores y que estén limitados a un tiempo de obtención de resultados.

3.5.3. Alcance del proyecto

En este punto, se limita el tema de investigación desde diferentes aspectos, como son: sectorial, temporal, geográfico y de segmento. La intención de acotar el proyecto, radica en poder seguir una línea clara de trabajo, que permita facilitar la tarea de quien realiza el estudio y no desviar su atención a temas que escapen de los objetivos planteados.

Considerando lo expuesto anteriormente, a continuación se aclaran los ámbitos claves del Alcance, de forma de ser aplicados en el capítulo de Diagnóstico del presente trabajo.

3.5.3.1. Alcance Sectorial

En esta sección, se pretende establecer el límite de la industria a considerar en el análisis, lo que permite un mejor reconocimiento de los distintos actores involucrados y de su interrelación, pudiendo con ello, definir en forma precisa, la estrategia de negocio que debiese seguir el proyecto.

3.5.3.2. Alcance Temporal

Un aspecto extremadamente relevante para cualquier proyecto de inversión, es el horizonte de tiempo, para la evaluación de éste. Lo anterior, se basa en las variaciones que presenta la rentabilidad de un proyecto, cuando se consideran diferentes ciclos de vida, lo que obviamente repercute en las proyecciones de demanda y por consiguiente, en los flujos de caja esperados, situación que determina el nivel de riesgo para los inversionistas y con ello las condiciones de financiamiento de la obra.

3.5.3.3. Alcance Geográfico

Se debe establecer la proyección de la localización de las instalaciones del proyecto. A su vez, resulta importante considerar que la transacción del bien o servicio con el cliente, pueden o no darse en las dependencias del oferente, por lo que al momento de definir la ubicación, se deben considerar los costos que le apalancan esta discrepancia geográfica. Es importante aclarar, que en este punto se realiza una proyección, de las condiciones mínimas que deben ser cubiertas, las que finalmente son comprobadas en el Estudio Técnico del proyecto.

3.5.3.4. Alcance de Segmento

Al igual que en el Alcance geográfico, el segmento apunta a presentar una idea de los potenciales clientes a los que va dirigido el proyecto, lo que es investigado con un mayor grado de profundidad durante el Estudio de Mercado, específicamente en la proyección de demanda y segmentación de ésta.

3.5.4. Justificación del proyecto

Basado en los datos recopilados en los antecedentes generales, es posible realizar un análisis de la realidad actual, es decir del escenario en que se centra el proyecto, identificando los puntos que definen la realización de éste, lo que permite justificar si el proyecto se debe evaluar o no. Es fundamental abordar este tópico, con una mirada tanto cuantitativa como cualitativa.

3.5.5. Análisis Externo

- Sector Industrial: Este análisis del microentorno se realiza comúnmente empleando las cinco Fuerzas de Porter. "Dichas cinco fuerzas son: los competidores potenciales (amenaza de que entren al mercado), proveedores (su poder de negociación), clientes (ídem), sustitutos (amenaza de proliferación de productos o servicios de esta índole) y competidores (rivalidad entre empresas existentes)" (Manríquez Osorio María, 2015).

Figura 24: Las cinco fuerzas que dan forma a la competencia del sector. (Fuente: Porter Michael E., 2008)



- Mercado: Eso corresponde a un análisis del macroentorno, para lo cual se emplea la herramienta PEST(A), la cual aborda cinco tópicos que deben ser tratados, los cuales son: Político, Económico, Social, Tecnológico y Ambiental, de acuerdo a lo planteado por Rubin-de-Celis (2015).

3.5.6. Análisis de los involucrados

El análisis de los involucrados busca reconocer a los actores que se relacionan con el proyecto y poder clasificarlos de acuerdo a la naturaleza de las organizaciones, es decir si son entidades públicas o privadas y cuál es el poder que ellos tienen para incidir en la vida

del proyecto y en base a éstos, poder reconocer el problema objetivo y sus posibles soluciones. Este análisis, debe ser realizado antes de llevar a cabo el análisis del problema, de forma de tener los distintos puntos de vista y considerar sus reacciones frente a la implementación del proyecto.

Por su parte, se define a los interesados como "las personas, grupos u organizaciones que podrían afectar o ser afectados por una decisión, actividad o resultado del proyecto" (Project Management Institute, 2013).

Una vez identificados los interesados, resulta necesario planificar la gestión que se lleva a cabo con ellos, gestionar y controlar su participación. A continuación, se mencionan los aspectos más relevantes relativos a estos conceptos.

- Planificar la gestión de los interesados: Es "el proceso de desarrollar estrategias de gestión adecuadas para lograr la participación eficaz de los interesados a lo largo del ciclo de vida del proyecto, con base en el análisis de sus necesidades, intereses y el posible impacto en el éxito del proyecto", (Project Management Institute, 2013).

- Gestionar la participación de los interesados: "El proceso de comunicarse y trabajar con los interesados para satisfacer sus necesidades/expectativas, abordar los incidentes en el momento en que ocurren y fomentar la participación adecuada de los interesados en las actividades del proyecto a lo largo del ciclo de vida del mismo", (Project Management Institute, 2013).

- Controlar la participación de los interesados: "El proceso de monitorear globalmente las relaciones de los interesados del proyecto y ajustar las estrategias y los planes para involucrar a los interesados", (Project Management Institute, 2013).

Ahora bien, los interesados pueden ir cambiando a lo largo del ciclo de vida del proyecto, por lo que resulta necesario, separarlo en cada una de las etapas que lo constituyen, para así lograr tener una gestión exitosa de los actores involucrados. De esta forma, se pueden encontrar principalmente cinco fases en la implementación del proyecto. La primera corresponde a la Fase de Inicio, donde básicamente se forma la empresa y la actividad principal es la inversión. Luego, se continúa con el Anteproyecto, que abarca el

diseño del proyecto y su financiamiento. En tercer lugar está la fase de Planificación, donde se gestionan los permisos con la autoridad y se realiza la Ingeniería Básica del proyecto, lo que posteriormente da pie a la Fase de Ejecución y control, donde se comienza con la construcción en terreno, toman una activa participación las empresas de especialidad y la Inspección Técnica de Obra, así como los fiscalizadores. Finalmente, una vez construidas las obras, realizadas las pruebas para la Puesta en Marcha, aprobados todos los permisos por la autoridad correspondiente, se está en condiciones de entregar las instalaciones a personal de operación, dando paso a la última fase correspondiente al Cierre.

3.5.6.1. Grado de influencia de los involucrados

De acuerdo a la identificación que se realiza de los interesados en el proyecto, es posible determinar el grado de influencia que tienen en el éxito de éste. Para tal efecto, es posible construir matrices que relacionan diversos parámetros que dan cuenta de la importancia en atender los requerimientos de los actores involucrados. A continuación, se describen las matrices antes mencionadas

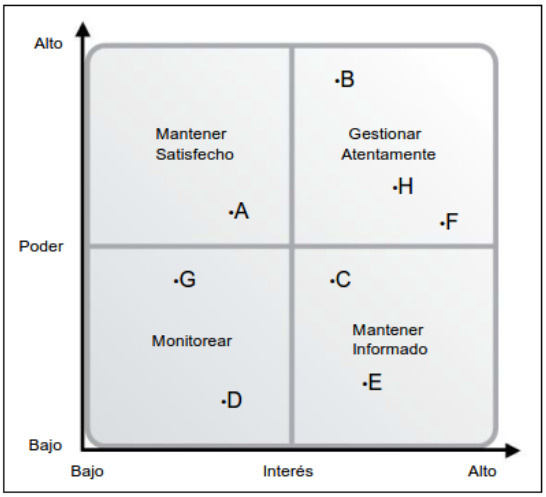
a) Matriz de poder / intereses: "Agrupa a los interesados basándose en su nivel de autoridad ("poder") y su nivel de preocupación ("interés") con respecto a los resultados del proyecto", (Project Management Institute, 2013).

b) Matriz de poder / influencia: "Agrupa a los interesados basándose en su nivel de autoridad ("poder") y su participación activa ("influencia") en el proyecto", (Project Management Institute, 2013).

c) Matriz de influencia / impacto: "Agrupa a los interesados basándose en su participación activa ("influencia") en el proyecto y su capacidad de efectuar cambios a la planificación o ejecución del proyecto ("impacto")", (Project Management Institute, 2013).

En la siguiente figura, se presenta un ejemplo de la relación poder / interés, de forma de familiarizar al lector con la estructura de las tres matrices presentadas.

Figura 25: Matriz de poder/interés (Fuente: Project Management Institute, 2013)



Ahora bien, la idea es establecer la relación entre interesado y proyecto no sólo en dos dimensiones, por lo que durante el desarrollo del análisis de influencia, impacto, interés y poder, se realiza una tabla resumen, que permite unir estos criterios, de forma de poder plantear estrategias individuales para cada Stakeholder.

3.5.7. Análisis del Impacto del Proyecto.

Una vez realizados el estudio de los interesados, es posible tener certeza acerca del real impacto que tiene la implementación del proyecto, para los diversos actores de la sociedad, ocupándose no tan sólo del nivel de rentabilidad del proyecto, sino que también de "los beneficios y costos que una determinada inversión pueda tener para la comunidad de un país en su conjunto, por medio del impacto en el bienestar social de dicha comunidad" (Sapag, N., Sapag, R., 2008).

En este sentido, el análisis más claro resulta de establecer cómo es la situación base en que se pretende establecer el proyecto y cómo este escenario es alterado con la inclusión de éste. Dicho análisis, debe ser llevado a cabo, desde la mirada de los diferentes estudios tratados anteriormente, lo que da cuenta de los beneficios y costos tanto para la empresa e inversionistas, como también para la sociedad en general. De acuerdo a lo anterior, van a existir efectos indirectos o externalidades, las cuales pueden ser positivas o negativas, que son generados con la implementación del proyecto. Uno de los efectos esperados con la inclusión de nuevos participantes en la industria de la generación eléctrica es una mayor

competencia, en un sector que históricamente a tendido a tener características de monopolio natural. Lo anterior, trae como consecuencia una disminución en el precio de la energía para las distribuidoras y con ello para los consumidores finales, viéndolo desde el punto de vista de los clientes regulados, que son el foco de esta memoria.

Otro aspecto importante que debe ser evaluado, es el nivel de disminución en las emisiones de CO_2, lo que constituye uno de los desafíos más importantes para la generación de energía, ya que son las mayores fuentes de dióxido de carbono del país. De acuerdo a esto se comienza a vislumbrar si se está cumpliendo con el objetivo del proyecto.

Dentro de las externalidades negativas, se puede dar que las capacidades existentes de ERNC, principalmente en el norte del país, pertenecientes a la competencia y que pudiesen tener un estado ocioso, no sean explotadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, dada la eventual baja en los costos marginales de las nuevas instalaciones versus la tecnología antigua. La misma situación se da para el caso de unidades generadoras que emplean combustibles fósiles en su proceso, pero a esta situación, se le atribuye un carácter positivo, desde el punto de vista de emplear una energía limpia.

En este análisis no será incluido, de manera directa el efecto de costo / oportunidad para los inversionistas, considerando que éstos tienen innumerables posibilidades de invertir su capital en otro negocio, pero si se analiza el grado de utilidades que puede percibir, en caso de participar en la inversión del proyecto en cuestión, determinando para ello la tasa de descuento que ellos pueden requerir.

Por otro lado, desde el punto de vista del territorio empleado para la instalación del parque fotovoltaico, tampoco se estudia el efecto de costo / oportunidad, considerando que el tipo de terreno a emplear, por la ubicación en que se sitúa, comprende un tipo de suelo no apto para los cultivos, situación que debe ser considerada en el estudio de impacto ambiental. Tampoco se considera la utilización del territorio, para establecer otro tipo de fuente de generación, como puede ser la eólica, dado que ésta última requiere de una extensión de territorio mayor, para producir la misma cantidad de energía.

De esta forma, determinadas las distintas relaciones entre proyecto y Stakeholder, es posible clasificar el riesgo de las acciones tomadas por estos últimos, dependiendo de la

probabilidad de ocurrencia de éstas y de cuan profundas son las repercusiones que tienen en el normal desarrollo de la obra, pudiendo con ello establecer el nivel de agresividad de la estrategia. Para lo anterior, se emplea una matriz de probabilidad e impacto, como la presentada en Project Management Institute (2013), para cada riesgo encontrado, estableciendo cuál de los objetivos del proyecto (como son costo, tiempo, alcance o calidad), se ve amenazado o presenta oportunidades ante la materialización de los riesgos.

Tabla 12: Matriz de Probabilidad e impacto (Fuente: Project Management Institute, 2013)

Probabilidad	Amenazas					Oportunidades				
0,90	0,05	0,09	0,18	0,36	0,72	0,72	0,36	0,18	0,09	0,05
0,70	0,04	0,07	0,14	0,28	0,56	0,56	0,28	0,14	0,07	0,04
0,50	0,03	0,05	0,10	0,20	0,40	0,40	0,20	0,10	0,05	0,03
0,30	0,02	0,03	0,06	0,12	0,24	0,24	0,12	0,06	0,03	0,02
0,10	0,01	0,01	0,02	0,04	0,08	0,08	0,04	0,02	0,01	0,01
	0,05/ Muy Bajo	0,10/ Bajo	0,20/ Moderado	0,40/ Alto	0,80/0,80/ Muy Alto	Muy Alto	0,40/ Alto	0,20/ Moderado	0,10/ Bajo	0,05/ Muy Bajo

3.6. Estudio de Mercado

En esta fase de la evaluación, el mercado se aborda desde la perspectiva de cuatro submercados: proveedor, competidor, distribuidor y consumidor, según Sapag, N., Sapag, R. (2008). De esta forma, los puntos a tratar se centran principalmente en: Segmentación del mercado, Mercado Potencial y Objetivo, Definición del Producto, Proyección de Oferta y Demanda, rescatando la idea planteada por Manríquez Osorio, María (2015).

3.6.1. Segmentación de mercado

Se entiende como segmentación de mercado a "la agrupación de consumidores de acuerdo con algún comportamiento similar en el acto de compra", (Sapag, N., Sapag, R, 2008).

Sapag, N., Sapag, R (2008) establece que existe una segmentación del mercado institucional que generalmente responde a variables tales como rubro de actividad, región geográfica, tamaño y volumen medio de consumo, entre otras.

A su vez, existe una segmentación de mercado de los consumidores individuales, que generalmente se basa en variables geográficas, aunque tanto o más importante son las variables demográficas, que clasifican al consumidor de acuerdo, según su edad, sexo, tamaño del grupo familiar, nivel ocupacional, profesión, religión, etcétera. No menos importante es la clasificación por nivel de ingreso (y su distribución), complementado por los patrones de gasto, (Sapag, N., Sapag, R, 2008).

Es así, como la segmentación de mercado a emplear será del tipo institucional, ya que tal como se ve más adelante, la segmentación de los clientes en el área de la energía está bien definida y corresponden a grupos bien diferenciados, de acuerdo a las definiciones y estadísticas presentadas por CNE (s.f.).

La motivación para realizar la segmentación de mercado se enfoca principalmente en determinar y captar a los clientes potenciales para la empresa (en este caso una generadora de energía eléctrica) y con ello determinar cuáles son los ingresos esperados, los que posteriormente son empleados para el análisis económico.

3.6.2. Definición del Producto

"Producto es cualquier cosa que pueda ser ofrecida a un mercado para su atención, adquisición, uso o consumo, y que pueda satisfacer un deseo o necesidad", (Manríquez Osorio, María, 2015). En esta sección se debe establecer qué se va a producir, cuáles son sus características, servicios asociados, segmento objetivo y posibles formas de comercialización del producto, además de resaltar el valor al cliente, de acuerdo a lo expuesto por Manríquez Osorio, María (2015).

3.6.3. Proyección de demanda

La proyección de la demanda de un bien o servicio corresponde a uno de los parámetros más importantes a la hora de evaluar la rentabilidad de un proyecto, por lo que es menester realizar un análisis lo más acabado posible, ya que el grado de profundidad de éste va a determinar el riesgo del negocio. Conforme a ello, se prioriza el uso de técnicas de proyección basadas en estadística como son: métodos causales (regresión, modelos

econométricos, etc.) por sobre investigaciones de carácter más subjetiva como son el método Delphi, consenso de panel, pronósticos visionarios o la analogía histórica.

Entonces, siendo coherente con lo expuesto anteriormente, para establecer la proyección del consumo de electricidad, se ha considerado el documento "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo" tanto en sus tomos I y II (Comisión Nacional de Energía, 2014). En estos estudios, se realiza la simulación en el programa Eviews, de diversos modelos econométricos ARIMA, cada uno con una especificación distinta, diferenciando si se trata de clientes libres o regulados, con el fin de establecer la correlación entre el consumo de electricidad y otras variables. En este sentido, a continuación se pretende contextualizar al lector acerca de la metodología empleada para la obtención de los resultados de demanda de energía eléctrica que son presentados en el Estudio de mercado.

Es así, como en una primera instancia, se logra establecer una vinculación estrecha entre el consumo de electricidad y el nivel de actividad del país, lo que se traduce en un mayor ingreso per cápita. "Esta dinámica se traduce en un mayor consumo de los agentes económicos que retroalimenta el proceso anterior" (Comisión Nacional de Energía, 2014). Este modelo es llamado MODELO GDP y se presenta a continuación.

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(PBI_i) + \beta_2 Ar(1) + \mu_t$$

Donde:

$\ln(GEN_i)$: hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i.

$\ln(PBI_i)$: se refiere al logaritmo natural del producto del sistema, región o sector económico i.

Ar(1): es la variable explicada rezagada un período.

μ_t: representa el término de error.

A su vez, β_1 y β_2 son elasticidades parciales.

Además, de la actividad económica, el consumo de electricidad tiene relación directa con el crecimiento de la población, siempre que el consumo eléctrico per cápita no caiga. Para explicar esta situación, el estudio presenta un modelo llamado MODELO GDPPOB, que se presenta a continuación.

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(PBI_i) + \beta_2 \ln(POB_i) + \beta_3 \, Ar(1) + \mu_t$$

Donde:

$\ln(GEN_i)$: hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i.

$\ln(PBI_i)$: se refiere al logaritmo natural del producto del sistema, región o sector económico i.

$\ln(POB_i)$: es el logaritmo natural de la población del sistema, región o sector económico i.

Ar(1): es la variable explicada rezagada un período.

μ_t: representa el término de error.

A su vez, β_1 , β_2, β_3, son elasticidades parciales.

Por otra parte, un factor que guarda relación con el consumo de la electricidad es la ley de la demanda, es decir que si el precio de un bien aumenta, entonces su demanda disminuye. El modelo que representa este fenómeno es llamado MODELO GDPPRE y se presenta a continuación.

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(PBI_i) + \beta_2 \ln(Precio_i) + \beta_3 \, Ar(1) + \mu_t$$

Donde:

$\ln(GEN_i)$: hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i.

$\ln(PBI_i)$: se refiere al logaritmo natural del producto del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Precio_i)$: hace referencia al logaritmo natural del precio de la electricidad del sistema, región o sector económico i.

Ar(1): es la variable explicada rezagada un período.

μ_t: representa el término de error.

A su vez, β_1 , β_2, β_3, son elasticidades parciales.

En el estudio, además se considera la relación entre el consumo de electricidad y el precio del Cobre. "Un alza en los precios del cobre implica una mayor actividad industrial y minera relacionada con las mayores ganancias" (Comisión Nacional de Energía, 2014), lo que genera un mayor consumo de energía eléctrica. De lo anterior, se desprende el siguiente modelo (MODELO GDPCOB).

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(PBI_i) + \beta_2 \ln(Cobre) + \beta_3 \, Ar(1) + \mu_t$$

Donde:

$\ln(GEN_i)$: hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i.

$\ln(PBI_i)$: se refiere al logaritmo natural del producto del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Cobre)$: hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre.

Ar(1): es la variable explicada rezagada un período.

μ_t: representa el término de error.

A su vez, β_1 , β_2, β_3, son elasticidades parciales.

Los factores que se relacionan con el consumo de electricidad se pueden agrupar en un único modelo llamado MODELO GDPPRECOB, el cual se presenta a continuación.

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(PBI_i) + \beta_2 \ln(Precio_i) + \beta_3 \ln(Cobre) + \beta_4 \, Ar(1) + \mu_t$$

Donde:

$\ln(GEN_i)$: hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i.

$\ln(PBI_i)$: se refiere al logaritmo natural del producto del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Precio_i)$: hace referencia al logaritmo natural del precio de la electricidad del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Cobre)$: hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre.

Ar(1): es la variable explicada rezagada un período.

μ_t: representa el término de error.

A su vez, β_1 , β_2, β_3, β_4, son elasticidades parciales.

Además, el crecimiento vegetativo es un factor relevante, por lo que se presenta el siguiente modelo que permite incluir esta variable, al igual que las antes señaladas. Este modelo es llamado MODELO GDPPOBPRECOB.

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(PBI_i) + \beta_2 \ln(POB_i) + \beta_3 \ln(Precio_i) + \beta_4 \ln(Cobre) + \beta_5 Ar(1) + \mu_t$$

Donde:

$\ln(GEN_i)$: hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i.

$\ln(PBI_i)$: se refiere al logaritmo natural del producto del sistema, región o sector económico i.

$\ln(POB_i)$: es el logaritmo natural de la población del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Precio_i)$: hace referencia al logaritmo natural del precio de la electricidad del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Cobre)$: hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre.

Ar(1): es la variable explicada rezagada un período.

μ_t: representa el término de error.

A su vez, β_1 , β_2, β_3, β_4, β_5, son elasticidades parciales.

Hasta ahora los modelos presentados por Comisión Nacional de Energía (2014), han considerado el producto total, pero es posible analizar por sectores productivos. Para llevar a cabo lo anterior, se generan 12 ecuaciones análogas al MODELO GDPPOBPRECOB, donde el nombre del modelo para cada sector industrial se obtiene de reemplazar las letras GDP por las del sector correspondiente, siendo para la minería MIN y para manufactura MAN. A continuación se presenta la variación descrita, de forma genérica.

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(Sec_i) + \beta_2 \ln(POB_i) + \beta_3 \ln(Precio_i) + \beta_4 \ln(Cobre) + \beta_5 \, Ar(1) + \mu_t$$

Donde:

$\ln(GEN_i)$: hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Sec_i)$: se refiere al logaritmo natural del producto bruto minero o manufacturero del sistema, región o sector económico i.

$\ln(POB_i)$: es el logaritmo natural de la población del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Precio_i)$: hace referencia al logaritmo natural del precio de la electricidad del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Cobre)$: hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre.

Ar(1): es la variable explicada rezagada un período.

μ_t: representa el término de error.

A su vez, β_1, β_2, β_3, β_4, β_5, son elasticidades parciales.

Ahora bien, si para explicar el consumo de energía se contempla la interacción entre el sector minero, manufacturero y además el crecimiento vegetativo, se da lugar al MODELO MINMANPOB, presentado a continuación.

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(Min_i) + \beta_2 \ln(Man_i) + \beta_3 \ln(POB_i) + \beta_4 \, Ar(1) + \mu_t$$

Donde:

$\ln(GEN_i)$: hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Min_i)$: se refiere al logaritmo natural del producto bruto minero del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Man_i)$: se refiere al logaritmo natural del producto bruto manufacturero del sistema, región o sector económico i.

$\ln(POB_i)$: es el logaritmo natural de la población del sistema, región o sector económico i.

Ar(1): es la variable explicada rezagada un período.

μ_t: representa el término de error.

A su vez, β_1, β_2, β_3, β_4, son elasticidades parciales.

Además, se proponen 4 modelos, donde la actividad económica no es significativa para explicar el consumo de electricidad, considerando que las variables que lo determinan son el crecimiento vegetativo y el nivel de precios en la economía, generando el siguiente modelo.

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(POB_i) + \beta_2 \ln(Precio_i) + \beta_3 \ln(Cobre) + \beta_4 \, Ar(1) + \mu_t$$

Donde:

$\ln(GEN_i)$: hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i.

$\ln(POB_i)$: es el logaritmo natural de la población del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Precio_i)$: hace referencia al logaritmo natural del precio de la electricidad del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Cobre)$: hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre.

Ar(1): es la variable explicada rezagada un período.

μ_t: representa el término de error.

A su vez, β_1 , β_2, β_3, β_4, son elasticidades parciales.

Finalmente, se propone un modelo donde la variable de interés para explicar el consumo de electricidad es el precio del cobre, el cual se presenta a continuación.

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(Cobre) + \beta_2 \, Ar(1) + \mu_t$$

Donde:

$\ln(GEN_i)$: hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i.

$\ln(Cobre)$: hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre.

Ar(1): es la variable explicada rezagada un período.

μ_t: representa el término de error.

A su vez, β_1 , β_2, son elasticidades parciales.

"Al momento de estimar los distintos modelos fue necesaria la incorporación de variables dummy, a los fines de reflejar cambios estructurales en las series, o bien, shocks exógenos a la evolución de las ventas" (Comisión Nacional de Energía, 2014). Estos schocks se explican por ejemplo por el terremoto del año 2010, datos faltantes o errores en los archivos originales que brindan la información para realizar los modelos.

Luego, se procede a evaluar los modelos para cada sistema interconectado (SIC y SING), descartando los que presentan una peor bondad de ajuste, es decir descartando los que no cumplieran con alguna de las siguientes condiciones (Comisión Nacional de Energía, 2014):

- Estadístico R^2 ajustado que sea razonable al modelo

- Estadístico Schwarz bajo

- Signos de los coeficientes deben ser coherentes con la teoría y lo observado en la práctica.

Tabla 13: Regresiones anuales para el SIC, con nivel de significancia: ***1% de confianza, **5% de confianza, *10% de confianza (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2014).

Parámetro	Modelo			
	GDP	MAN	POB	GDPPOB
c	-2,36*	-2,39	-1,19	-2,49**
ln(PBI)	1,08***	-	-	0,87**
ln(Man)	-	0,91**	-	-
ln(POB)	-	-	0,29**	0,11
Ar(1)	0,12	0,38*	0,81***	0,23
R^2	0,979	0,971	0,967	0,981
R^2 ajustado	0,975	0,965	0,96	0,975
Schwarz	-3,79	-3,468	-3,358	-3,693
Observaciones	13	13	13	13

Ahora, con los modelos seleccionados se busca que el error de predicción sea bajo, de forma de obtener una buena proyección del consumo de electricidad, por lo que a través del programa econométrico Eviews se obtienen los siguientes indicadores de bondad (error porcentual absoluto medio: MAPE y el indicador Theil).

Tabla 14: Bondad del pronóstico para el SIC (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2014).

Indicador	Modelo			
	GDP	MAN	POB	GDPPOB
MAPE	0,133	0,159	0,173	0,113
THEIL	0,001	0,001	0,001	0,001

Tal como se puede apreciar, el modelo que presenta mejor bondad de pronóstico y los mayores indicadores R^2 y R^2 ajustado es el MODELO GDPPOB, el que además cumple con el hecho de mostrar en sus parámetros una relación positiva entre el PIB y la demanda de electricidad, junto con el crecimiento vegetativo. Por lo anterior, la autoridad elige este modelo para pronosticar la demanda de energía eléctrica para el SIC.

Un proceso similar se realiza para el SING, obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 15: Modelo de proyección anual para el SING, con nivel de significancia: ***1% de confianza, **5% de confianza, *10% de confianza (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2014).

Parámetro	Modelo POB
c	-9,97
ln(POB)	1,91
Ar(1)	-
R^2	0,993
R^2 ajustado	0,992
Schwarz	-4,759
MAPE	0,118
THEIL	0,001
Observaciones	14

Se puede apreciar, a través del parámetro ln(POB), que la demanda de electricidad para el SING es elástica al crecimiento vegetativo y corresponde al modelo que mejor pronostica el consumo de energía eléctrica para el SING.

3.6.4. Proyección de la oferta

Tal como plantea Sapag, Sapag (2008) existe información que permite realizar un mejor estudio de la oferta, donde destaca: la cantidad de productores, localización, capacidad instalada y utilizada, calidad y precio de los productos, planes de expansión, servicios que se ofrecen junto con el producto, grados de participación de mercado, canales de distribución entre otros. Es así, que "el estudio del comportamiento esperado de la oferta, establece el marco de la competencia futura que enfrentará el proyecto una vez que se encuentre en funcionamiento" Sapag, Sapag (2008).

Actualmente, existe una buena base de datos entregada en el Informe de Capacidad Instalada de Generación emitido por la Comisión Nacional de Energía (s.f.). Es de este documento donde se desprenden los datos a emplear para la evaluación del proyecto de inversión que analiza esta memoria, los que en conjunto con la proyección de demanda de energía eléctrica y del precio nudo, permite visualizar algún cambio relevante en la cantidad de empresas en el sector.

Ahora bien, la información de la oferta en la industria es más difícil de conseguir que la relacionada a la demanda, dado que ésta representa una ventaja estratégica para quien la retiene. Sin embargo, se puede intentar conseguir las cuotas de mercado de las diferentes empresas, la posibilidad de la existencia de productos sustitutos al que se pretende ofrecer.

Complementando lo anterior, si la empresa se centra en su propia oferta, debe tener en consideración, que debe ser la que le posibilite redituar las mayores utilidades, considerando los costos fijos y variables e inversión, situación que es analizada en el estudio financiero y que permite entregar un precio de venta.

3.6.5. Análisis del Sistema de Comercialización

"En esta etapa se estudian dos tipos de orientación al marketing; el estratégico y el operacional, que se relacionan y componen como se muestra en la siguiente figura" (Manríquez Osorio María, 2015):

Figura 26: Sistema de comercialización (Fuente: Manríquez Osorio María, 2015)



3.6.5.1. Marketing Estratégico

Para definir la estrategia deseada, es preciso realizar los siguientes análisis:

a) Ventaja competitiva

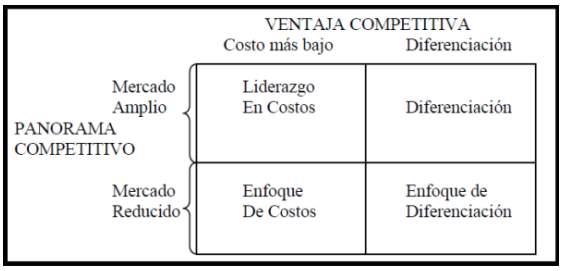
"Son las características o atributos que posee un producto (o una marca) que le otorga superioridad sobre sus competidores inmediatos. Es la ventaja sobre los competidores que se adquiere al ofrecer a los consumidores un mayor valor" (Manríquez

Osorio María, 2015). Una forma de lograr esta ventaja es a través de precios de venta más bajos o por productos que entreguen más beneficios.

b) Estrategia Genérica

Sirve para determinar una ventaja competitiva sostenible, ya sea por costos o diferenciación (hacer algo distinto o de mejor forma que el resto), para un mercado amplio o reducido, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 27: Determinación de Estrategia Genérica (Fuente: Manríquez Osorio María, 2015)



- Liderazgo en costos: "Busca mantener el costo de fabricación global más bajo frente a los competidores y lograr un volumen alto de ventas" (Manríquez Osorio María, 2015). Se preocupa de tener tecnología que le permita tener procesos más eficientes, lo que le permite fijar precios más agresivos y con ello sus márgenes de utilidad, pero logra una mayor participación de mercado.

- Diferenciación: "Se centra en generar cualidades distintivas del producto que sean percibidas en toda la industria como únicas y que el comprador sepa apreciar" (Manríquez Osorio María, 2015).

- Especialista: "en un mercado reducido se concentra en las necesidades de un segmento particular, de un grupo específico de clientes, de un segmento de la línea de productos o de un mercado geográfico, satisfaciendo sus necesidades mejor que los competidores" (Manríquez Osorio María, 2015).

c) Estrategia de crecimiento

"Se puede referir a crecimiento de las ventas, de la participación de mercado, del beneficio o del tamaño de la organización. Es un factor que influye en la vitalidad de la

empresa, estimula las iniciativas y aumenta la motivación del personal" (Manríquez Osorio María, 2015). Las estrategias de crecimiento se dividen en:

- Intensivas: Se aplica muy bien para productos que se encuentran en la primera etapa de su ciclo de vida en el mercado.

- De Integración: Es conveniente cuando una empresa puede mejorar su rentabilidad al tener mayor control en las actividades relacionadas con la industria en la que participa. Así, la integración puede ser vertical, que consiste en la unión de la empresa con proveedores, o también puede ser una integración de tipo horizontal, condición que sucede al unirse a la competencia.

- De Diversificación: "Busca oportunidades en un sector industrial distinto, en un negocio relacionado o completamente distinto. Se justifica si el sector industrial en el cual se inserta no presenta oportunidades de crecimiento o rentabilidad" (Manríquez Osorio María, 2015).

d) Estrategia Competitiva: Analizando las fuerzas existentes en la industria, la empresa se puede comportar como un líder de la ésta, un retador, seguidor o especialista.

- Líder: "Corresponde a la empresa que tiene la mayor cuota de mercado. Generalmente va en primer lugar en todo lo referente a cambios de precio, lanzamiento de nuevos productos, cobertura de la distribución e intensidad en sus promociones" (Manríquez Osorio María, 2015).

- Retador: "Son las empresas que están inmediatamente detrás del Líder y desean tomar su lugar. Algunas de ellas son de gran dimensión, y pueden atacar al líder u a otros competidores en un intento de incrementar su cuota de mercado" (Manríquez Osorio María, 2015).

- Seguidor: "Es desarrollada por un competidor que posee una cuota de mercado suficiente como para no querer hacerle frente al Líder y buscar una pacífica coexistencia en el mercado, y que adopta un comportamiento de seguimiento de las decisiones de sus competidores" (Manríquez Osorio María, 2015).

- Especialista: “El objetivo perseguido por estas empresas es ser el líder de un segmento en lugar de una más del mercado completo” (Manríquez Osorio María, 2015).

3.7. Estudio Técnico

Con este estudio se pretende reunir y analizar la información vinculada a las inversiones y costos en que se debe incurrir para poner en servicio y luego en explotación el parque fotovoltaico y con ello determinar la rentabilidad y factibilidad de la implementación del proyecto, en el estudio financiero de la presente memoria.

Para desarrollar el estudio Técnico se toma como referencia los tópicos presentados por Manríquez Osorio, María (2015), los cuales se describen brevemente a continuación.

3.7.1. Localización del proyecto.

Resulta lógico pensar que la ubicación del parque fotovoltaico responde al lugar donde le sea más beneficioso, desde el punto de vista financiero, producir a la empresa, pero ésta se ve condicionada por aspectos legales, geográficos y de disponibilidad, además de las distancias a los centros de clientes, lo que se ve reflejado en un mayor o menor tendido de conductores para la transmisión de energía, con sus correspondientes pérdidas de energía.

3.7.2. Análisis del tamaño del proyecto.

“Las variables que influyen en el tamaño del proyecto son: mercado actual y futuro, tamaño del terreno, economías de escala, legislación vigente, programa de desarrollo, distribución geográfica del mercado y localización, entre otros” (Manríquez Osorio, María 2015). En este sentido se evalúan diferentes capacidades que pueden satisfacer los requerimientos energéticos y de esa forma se encuentra el que entregue el mejor indicador económico y financiero. En pocas palabras, el mejor tamaño del proyecto es aquel que puede entregar el mayor VAN.

3.7.3. Ingeniería del proyecto.

“El estudio de Ingeniería del proyecto debe llegar a determinar la función de producción óptima para la utilización eficiente y eficaz de los recursos disponibles para la

producción del bien o servicio deseado" (Sapag, Sapag, 2008). Debido a que actualmente existen parques fotovoltaicos operando en Chile, se emplea la información de algunos de éstos (que se detallan en el desarrollo del Estudio Técnico de la presente memoria), para mostrar la topología, equipos y estructura de funcionamiento, que permiten su correcta explotación, para así posteriormente lograr asociar sus inversiones, reinversiones y costos al estudio económico y financiero.

3.8. Estudio de aspectos organizacionales

Dada la naturaleza de las empresas que actualmente generan energía eléctrica, el proyecto contempla la posibilidad que una nueva sociedad lleve a cabo la operación del parque fotovoltaico, por lo que para efectos del flujo, se contempla el pago de las remuneraciones del personal como costos fijos. Sin embargo, de acuerdo a la experiencia y a lo expuesto por Sapag, Sapag (2008), se puede apreciar que en los proyectos de inversión se presentan dos tipos de externalizaciones. La primera surge de la relación con proveedores y clientes, las que se denominan relaciones operativas. La segunda son las decisiones internas que deciden la participación de entidades externas, por lo que se hace necesario para la empresa generadora, cumplir funciones de coordinación y fiscalización en la estructura del proyecto.

"El tamaño del proyecto es el factor que aparentemente tiene mayor influencia en el diseño y tamaño de la estructura organizacional" (Sapag, Sapag, 2008), donde se ve una correlación positiva con el número de niveles jerárquicos.

Para efectos de determinar la organización, esta memoria contempla que su estructura se mantiene estable en el horizonte del proyecto y que no se presentan grandes variaciones en el medio, tales como expansiones de capacidad de la planta o grandes necesidades de reestructuración de la compañía, que generen la necesidad de modificarla.

Un aspecto importante a considerar, es que la estructura de la organización, permite delimitar las funciones de cada una de las áreas de la compañía y con ello el perfil del colaborador, lo que trae consigo la determinación de la renta para cada uno de ellos. Para esta memoria, se contempla usar la información de proyectos similares de generación de energía eléctrica presentes en el mercado.

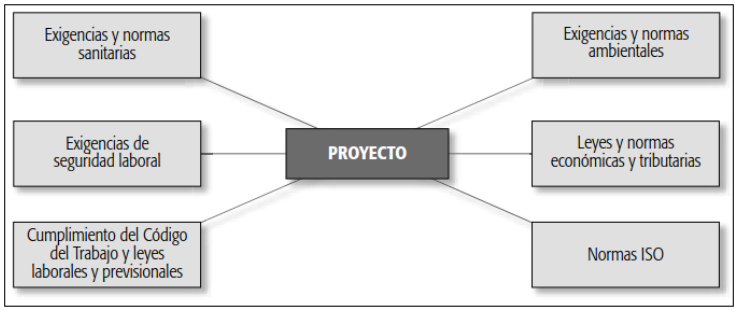
Además, para la operación de la planta, se contempla la condición de una instalación atendida por un sistema de turnos de 8 horas por un operador, instruido en las maniobras a realizar, para la entrada del parque fotovoltaico al sistema eléctrico nacional y en las labores administrativas de permisos de trabajos para mantenimiento y otras funciones, de acuerdo a los requerimientos del Coordinador Eléctrico Nacional (Unión CDEC SIC-SING) y de la compañía, respectivamente. Por lo anterior, es necesario considerar un edificio, al que se denomina sala de mando, donde realiza sus labores el operador antes mencionado.

3.9. Estudio del Marco legal

Para efectos de esta memoria se contemplan "los diversos aspectos que puedan significar desembolsos como consecuencia de la necesaria participación de expertos legales en la confección de contratos, escrituras, gastos notariales y otros costos pertinentes vinculados con los aspectos legales" (Sapag, Sapag, 2008). Es así, como el estudio debe contemplar tanto la viabilidad legal que permita la realización del proyecto de la planta fotovoltaica, como así aspectos que van luego de aprobada dicha viabilidad, como son la constitución legal de la empresa, implementación del proyecto y luego su operación.

A continuación, se presentan los principales efectos económicos del estudio legal, que intervienen en la rentabilidad de los proyectos de inversión.

Figura 28: Efectos Económicos del estudio legal. (Fuente: Sapag, Sapag, 2008).



3.10. Estudio Económico y Financiero

En este estudio se reúnen y ordenan las inversiones, ingresos y costos operacionales, ingresos y gastos no operacionales, que son resultado de los estudios anteriores.

Para la evaluación del proyecto se emplea matemática financiera, donde los criterios a emplear son:

a) Criterio del valor actual neto (VAN)

"Este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto (VAN) es igual o superior a cero, donde el VAN es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual" (Sapag, Sapag, 2008), donde el valor cero implica que el proyecto renta exactamente lo que el inversionista exige. Si el valor del VAN es mayor a cero, implica que el proyecto renta dicho valor como remanente sobre lo exigido por el inversionista. Si el VAN tiene un valor menor a cero implica que al proyecto le falta dicho valor para rentar lo exigido por el inversionista.

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^{n} \frac{Y_t - E_t}{(1+i)^t} - I_0 \geq 0$$

Donde:

Yt: representa el flujo de ingresos del proyecto

Et: representa el flujo de egresos

I_0: inversión inicial

i: tasa de descuento

b) Criterio de tasa interna de retorno (TIR)

Este criterio "evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual" (Sapag, Sapag, 2008). Entonces, en términos simples la TIR "representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría

pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo (principal e interés acumulado) se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo" (Sapag, Sapag, 2008).

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{Y_t - E_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

Donde:

Yt: representa el flujo de ingresos del proyecto

Et: representa el flujo de egresos

I_0: inversión inicial

r: tasa interna de retorno (TIR)

El criterio establece que se debe comparar la TIR con la tasa de descuento de la empresa y si la TIR es mayor o igual el proyecto debe aceptarse, en caso contrario se rechaza.

Para efectos de la evaluación, se contemplan dos alternativas de financiamiento para el proyecto del parque fotovoltaico: un proyecto puro, es decir sin financiamiento y un proyecto con financiamiento, determinando en ambos casos la rentabilidad del proyecto.

Dada la magnitud de la inversión del proyecto, también se evalúa el período de recuperación de la inversión (Payback), que le permite determinar el riesgo al inversionista.

En esta etapa, los resultados de rentabilidad son sometidos a un análisis de sensibilidad, donde se determinan los principales factores que inciden en que el proyecto sea conveniente para la organización. Para ello, se varían parámetros como el precio de venta de la energía y el nivel de inversión, con lo que se evalúa el comportamiento de los indicadores mencionados anteriormente.

Con lo anterior, no sólo se logra determinar si un proyecto es rentable, sino que se logra establecer el riesgo de llevarlo a cabo, desde un punto de vista económico.

4. DIAGNÓSTICO

Dentro de este capítulo, se pretende determinar la situación base, que cree el marco para el desarrollo del proyecto del nuevo parque fotovoltaico que esta memoria propone.

Para lo anterior, se aborda la información siguiendo una estructura que plantea la definición de la idea del proyecto como primer tópico, estableciendo de manera clara los objetivos que el proyecto pretende cumplir, así como también el alcance y la justificación de su implementación.

Desde el punto de vista del tratamiento de los antecedentes recopilados en el capítulo anterior, se realizan tres enfoques de análisis, que si bien es cierto, se manejan de manera independiente, guardan una estrecha relación entre ellos, los cuales son:

a) Análisis Externo: Este segmento recoge los conceptos tratados en el Marco Teórico, vinculados a Análisis de Marketing Operativo, específicamente al Análisis de la Industria y el Mercado, considerando las herramientas de las Cinco Fuerzas de Porter y el Análisis PEST(A), respectivamente.

b) Análisis de Involucrados: En este estudio, se emplea como herramienta de trabajo, la matriz de Stakeholder, de forma de establecer estrategias para abordar su relación con el proyecto.

c) Impacto del proyecto: Luego de haber desarrollado los temas anteriores, se encuentran aspectos tanto positivos como negativos, respecto de la implementación de la planta fotovoltaica y se presentan algunas medidas de control, para implicancias que no son favorables para el desarrollo del proyecto.

4.1. Definición de la idea del proyecto

Como ya ha sido mencionado anteriormente, el foco de esta investigación, es establecer la factibilidad de la implementación de un parque fotovoltaico, que permita inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional, de una manera sustentable, acorde con las exigencias de la autoridad nacional, las que se correlacionan con los acuerdos tomados a

nivel mundial, respecto a temas medioambientales y con las prácticas de otros países integrantes de la OCDE.

La idea, es realizar un análisis desde el punto de vista técnico-económico, que siga la estructura presentada en el Marco Teórico, que muestre las bondades que eventualmente tiene el proyecto por sobre la situación energética actual, analizando para ello distintas opciones de mercado y que permita concluir el mejor segmento al que debe apuntar el eventual parque fotovoltaico.

Es importante destacar, que la situación base, es vista desde el foco del Ministerio de Energía y corresponde a la mantención de las actuales fuentes de ERNC, presentes en la matriz energética proyectada hacia fines del año 2018, sin considerar nuevas instalaciones de este tipo y tomando en cuenta que a esa fecha, la Interconexión entre el SING y el SIC está en la etapa de operación.

Tal como se plantea en el Marco Teórico, se emplea la herramienta del árbol del problema y solución, para generar ideas que permitan resolver la problemática encontrada.

4.1.1. Generación de la idea

Con todos los antecedentes reunidos hasta este punto, ya es posible confeccionar un esquema que permita determinar un problema en la industria chilena de la generación eléctrica y con ello, plantear una de las soluciones posibles a tal condición.

Como ya se ha visto, el problema central que presenta la topología de la red eléctrica nacional, es que actualmente se encuentran separados los dos mayores sistemas interconectados, lo que imposibilita la transmisión de energía entre ellos. Además, la industria de la generación está dominada por las centrales de tipo térmica e hidroeléctricas, que son de propiedad de un número reducido de empresas, pero las que sin embargo no cuentan con gran participación en el uso de ERNC, lo que permite entrar a nuevos competidores por ese nicho del negocio, fomentado por la política energética del país.

Por otra parte, pese a que ha habido un incremento considerable en los últimos dos años en el uso de ERNC, principalmente de la tecnología fotovoltaica, aún su uso se encuentra en un nivel bajo, alcanzado alrededor de 17% de la capacidad total instalada, lo

que complementado con las ampliaciones de capacidad de los sistemas de transmisión, deben incentivar el negocio de las energías renovables no convencionales en Chile.

De esta forma, las principales condiciones que marcan la tendencia en el uso de las ERNC, son presentadas en los denominados árboles del problema, realizando un análisis para cada sistema interconectado, considerando para ello lo recopilado dentro de los Antecedentes Generales, referentes a la matriz energética chilena.

4.1.1.1. Árbol del problema

Este segmento busca mostrar las causas que originan que el potencial de energía solar en Chile, no sea suficientemente explotado como fuente de generación eléctrica, observándose incluso que continúan habiendo inversiones en proyectos de generación de tipo convencional.

Posteriormente, se presentan los efectos que produce el problema de la no renovación tecnológica de las centrales convencionales, sumado a una desaceleración de proyectos de ERNC, en el corto y mediano plazo, concordantes con el cumplimiento de la primera meta de la Política Energética, del 20% de energía renovable para el año 2025.

Dado que actualmente ambos Sistemas Interconectados se encuentran aislados, se realiza la identificación de las causas y efectos del problema, de manera independiente, aun cuando en muchos de los factores se pueden presentar concordancias.

Figura 29: Árbol del Problema. Causas aplicadas al SING (Fuente: Elaboración Propia)

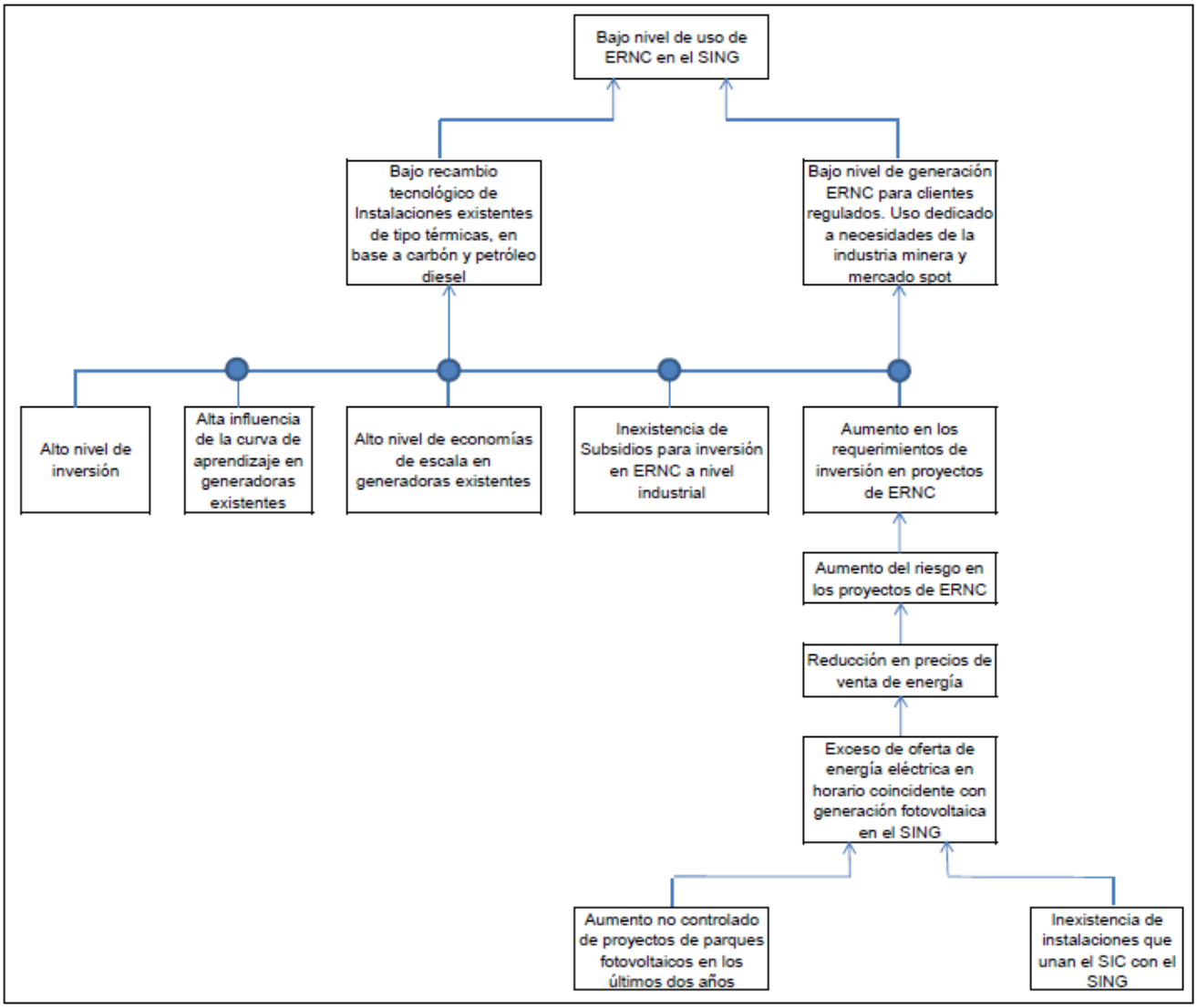


Figura 30: Árbol del Problema. Efectos aplicados al SING (Fuente: Elaboración Propia)

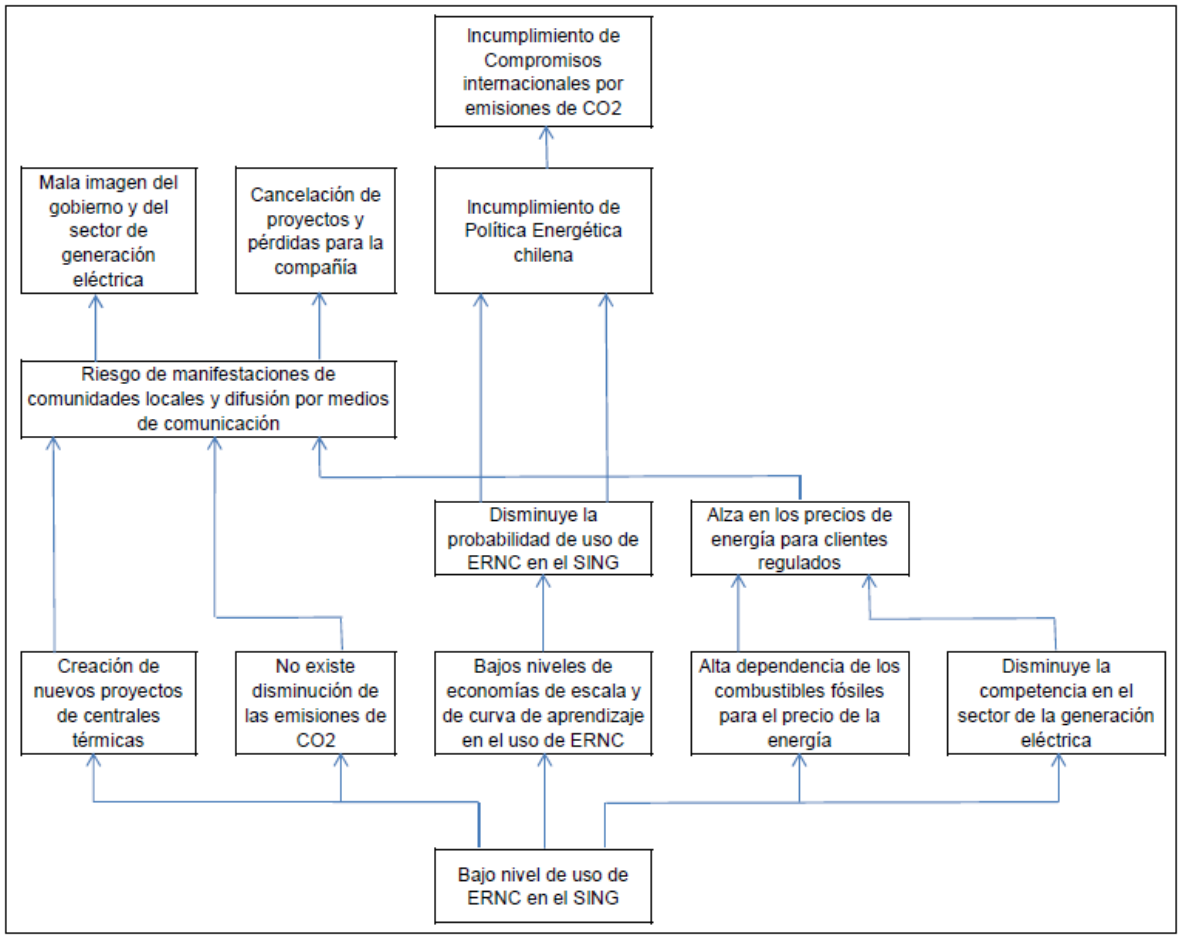


Figura 31: Árbol del Problema. Causas aplicadas al SIC (Fuente: Elaboración Propia)

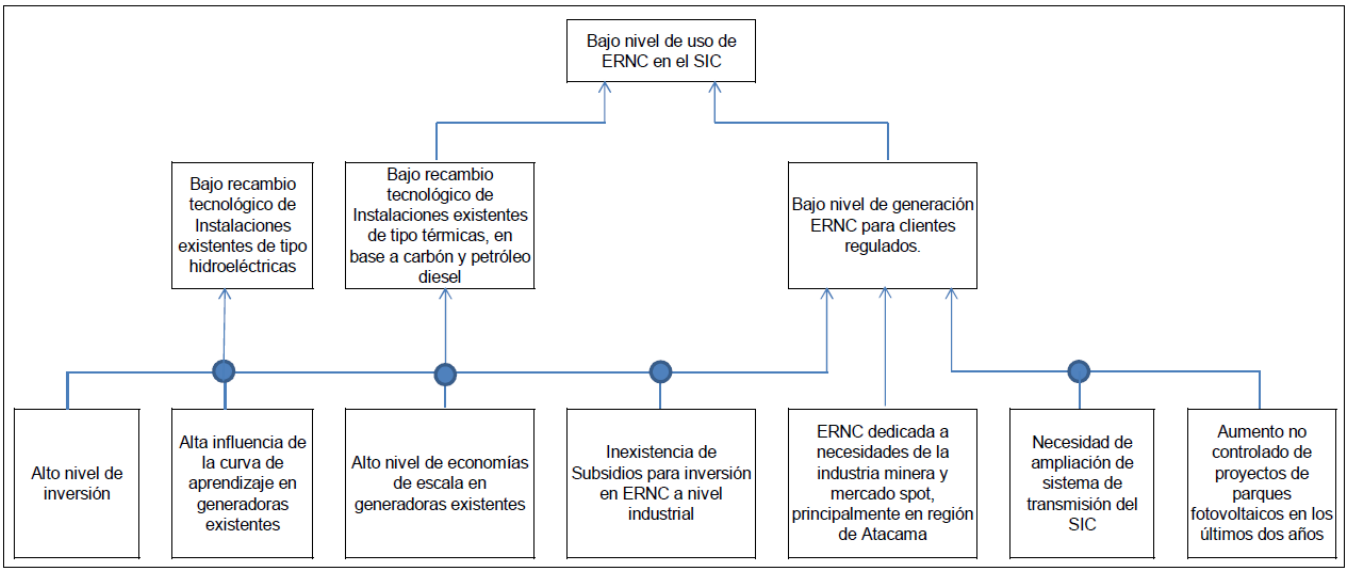
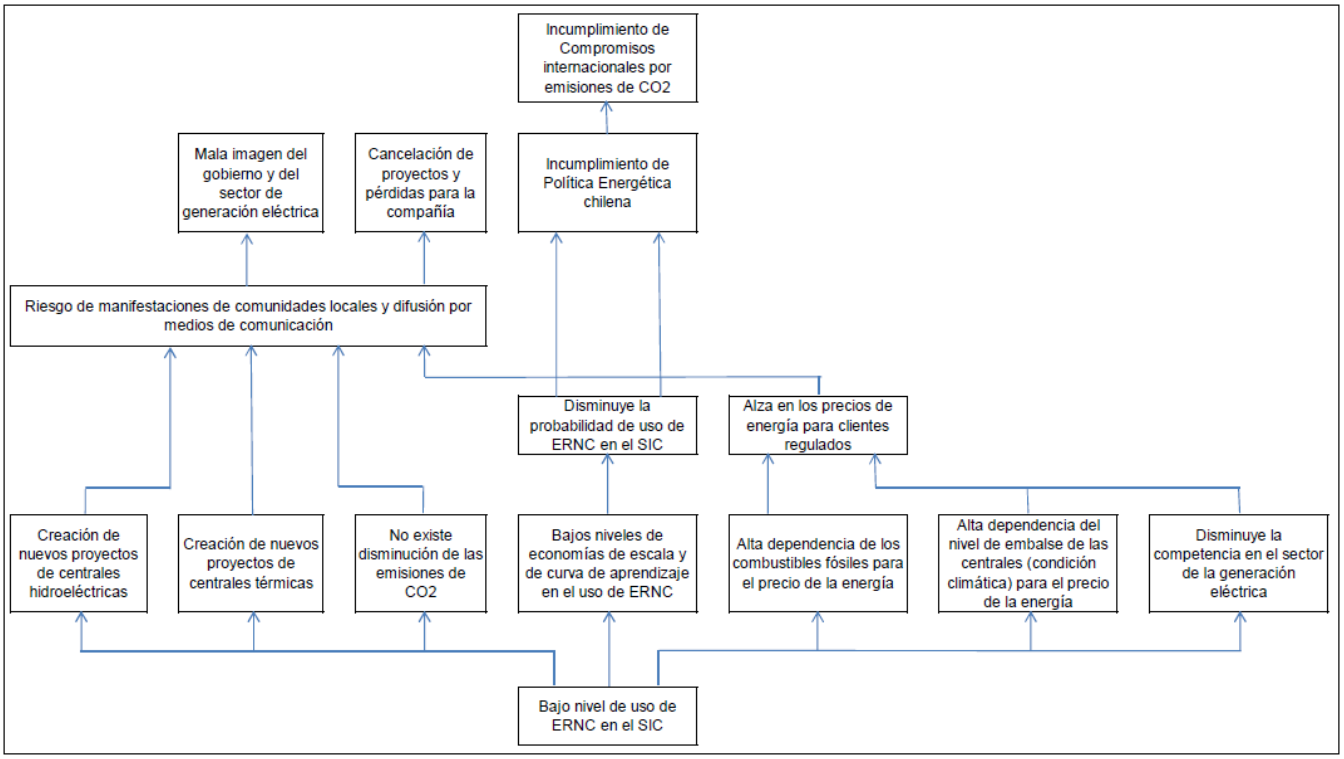


Figura 32: Árbol del Problema. Efectos aplicados al SIC (Fuente: Elaboración Propia)



4.1.1.2. Árbol de la solución

Básicamente, en el árbol de la solución se considera lo planteado en el árbol del problema para el caso del SING, resaltando la influencia que genera la interconexión de los dos sistemas, en el comportamiento de la industria. Seguido de esto, se presentan los fines que se buscan al resolver la problemática central.

Resulta importante aclarar al lector, que la solución se refiere al Sistema Eléctrico Nacional y no al SING o al SIC, debido a que en esta fase no se trata de redes independientes entre sí.

Figura 33: Árbol de la Solución. Medios aplicados al Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: Elaboración Propia)

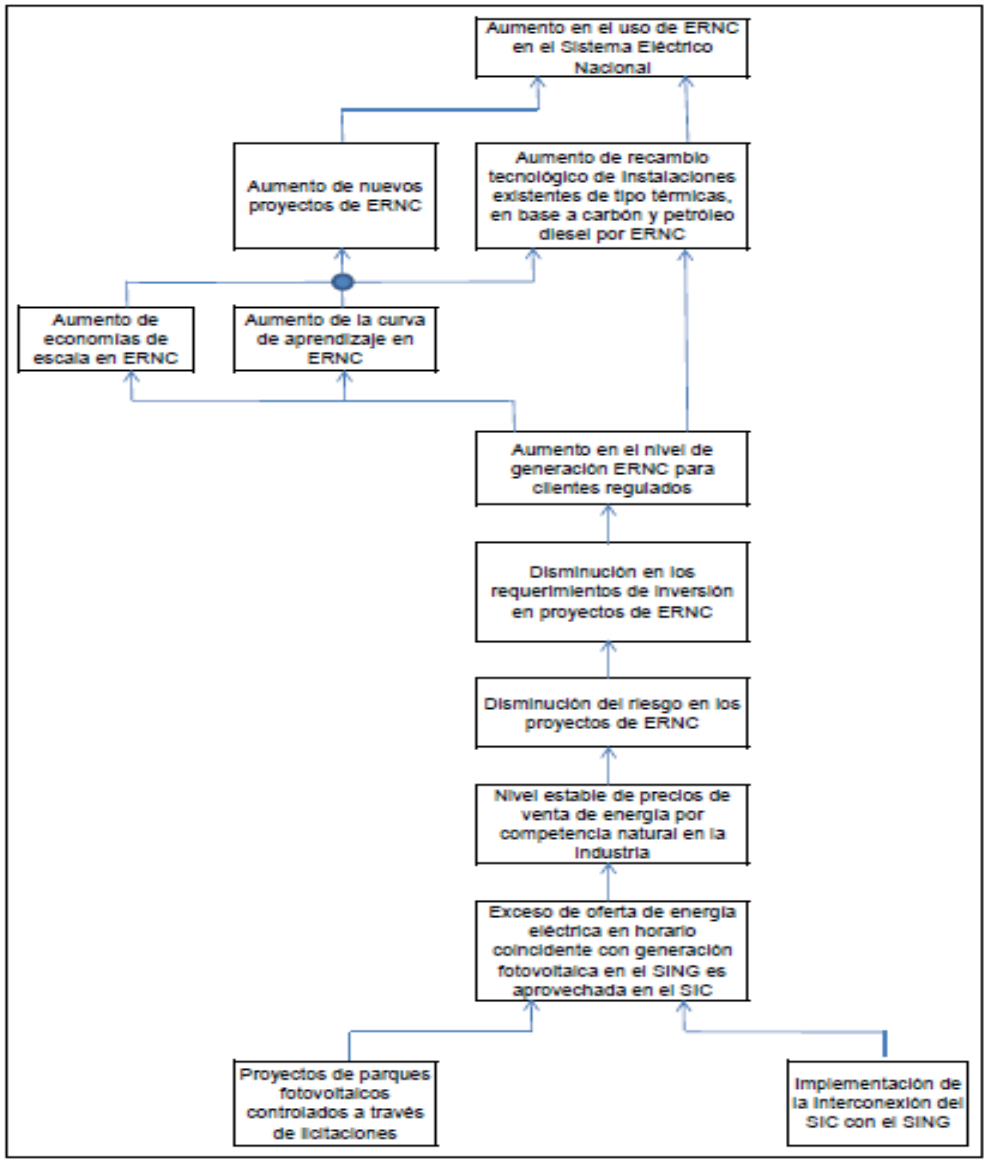
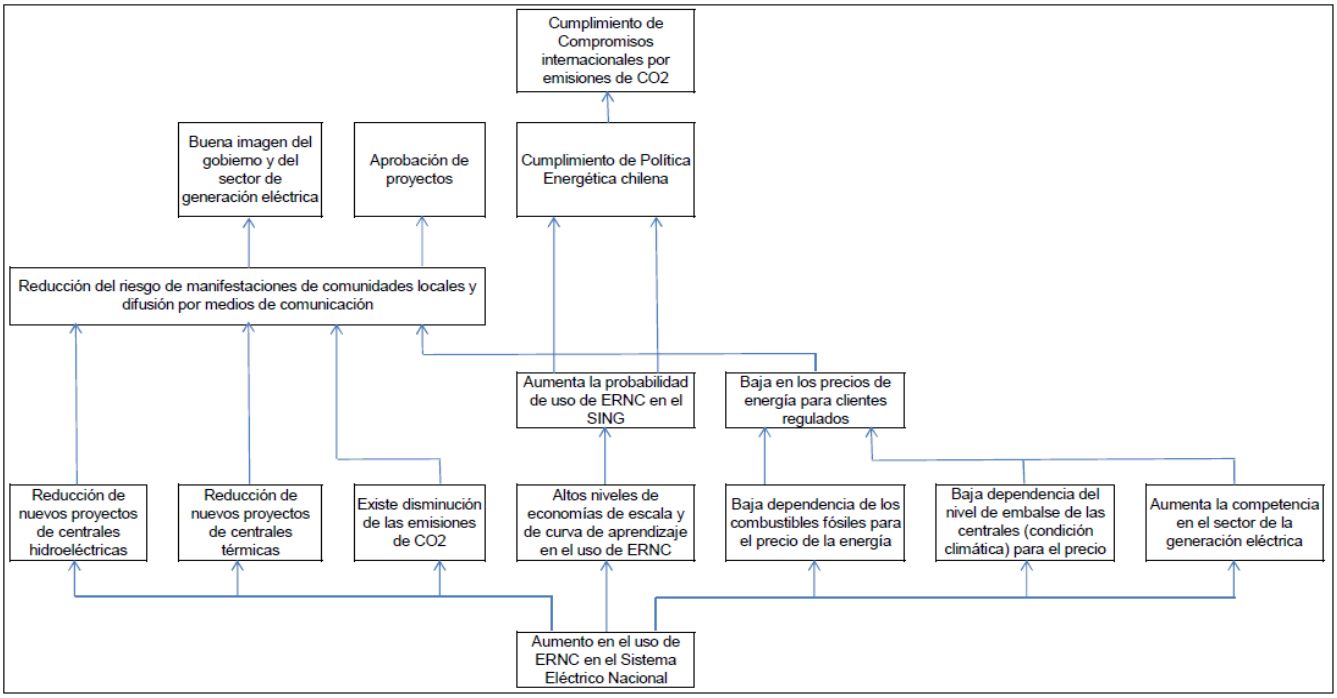


Figura 34: Árbol de la Solución. Fines aplicados al Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: Elaboración Propia)



De esta forma, es posible indicar dos escenarios de evaluación que han sido planteados en el Marco Teórico, los cuales son:

- Situación Base: En este escenario, se contempla la Interconexión SIC-SING, considerando que sean las generadoras existentes, las que proveen de energía al mercado objetivo que este proyecto evalúa, tomando en cuenta el cumplimiento de las exigencias de la autoridad, en cuanto a la cantidad de ERNC como porcentaje del total de energía entregada a la red, de acuerdo a la proyección establecida en la Política Energética Chilena.

- Situación con proyecto: Este escenario presenta la creación de nuevas fuentes de ERNC, poniendo atención a la implementación del nuevo parque fotovoltaico, cuya capacidad y localización es definida mediante el análisis Técnico, Económico y financiero, que permite establecer el nivel óptimo para la inversión, entre las distintas opciones que actualmente existen en el país.

Además, considerando que dos de las barreras de entrada a la industria de los commodities, son la Economía de Escala y la curva de aprendizaje, se espera que con la

inclusión de mayores cantidades de potencia de origen fotovoltaico, se expanda una base de conocimiento, entre todos los interesados, lo que debiese permitir, que los proyectos venideros sean aún más eficientes en su etapa de planeación, construcción y operación, contribuyendo a incentivar aún más el uso de este tipo de energía limpia.

Por otro lado, el aumento explosivo de los parques solares, ha creado dificultades para conseguir financiamiento para los nuevos desarrolladores, por lo que se debe buscar nuevas tácticas que permitan conseguirlo, a tasas adecuadas y que permitan redituar de acuerdo a lo esperado. En este sentido, sólo se considera la opción de ingresos desde entes privados, no contemplando la opción de que existan subsidios de parte del Estado, para la creación de nuevas fuentes de ERNC, a nivel de gran potencia (sobre 3 MW), dado que no existen indicios de que pueda ocurrir tal situación.

4.2. Objetivos

4.2.1. Objetivo general

Presentar los resultados de un estudio de factibilidad de un proyecto de incorporación de un parque fotovoltaico, como medio de generación en el Sistema Eléctrico Nacional, evaluando aspectos políticos, económicos, sociales, técnicos y legales, a fin de establecer la real conveniencia de ingresar a la industria de la generación eléctrica, empleando una fuente de energía renovable, que utilice los recursos disponibles en el territorio nacional, alineándose con la Política Energética Chilena 2050.

4.2.2. Objetivos específicos

- Obtener información relevante y contemporánea acerca de la normativa vigente, vinculada a la generación de energía eléctrica, para ser aplicado en proyectos de energía solar.

- Establecer la rentabilidad del proyecto, desde el punto de vista de los inversionistas, siendo sometido a diferentes condiciones de evaluación, en cuanto a precio de venta del servicio y nivel de inversión en que se incurre.

- Presentar, la configuración y requerimientos de equipos, destinados tanto para la generación, como para la transmisión de la energía eléctrica, a partir de la planta fotovoltaica que esta memoria trata.

- Contribuir con datos reales, obtenidos de fuentes confiables, a la toma de decisiones de estrategias de empresas, que estén interesadas en entrar en la industria de las energías renovables, para el Sistema Eléctrico Nacional.

- Presentar herramientas de acceso público y una metodología simple de dimensionamiento, de fuentes fotovoltaicas de energía, de pequeña y gran escala.

4.3. Alcance del proyecto

4.3.1. Alcance Sectorial

El proyecto está inmerso en el contexto de la industria de la producción de energía eléctrica, a gran escala, no considerando las formas de autogeneración de particulares, ni aspectos vinculados a la ley 20.571, acerca de Net Metering en Chile, que establece "el derecho de los clientes regulados que tengan medios de generación ERNC o de cogeneración eficiente a inyectar los excedentes de energía a la red de distribución" (Ley N°20.571, 2012). El no contemplar la influencia de la citada ley, en el desarrollo del presente proyecto, se basa en el hecho que un usuario final, que desea acogerse a ésta, no puede tener una capacidad instalada que supere los 100 kilowatts, lo que sumado a que durante el año 2016, existían menos de cincuenta instalaciones acogidas a la ley, de acuerdo a la publicación "Net Metering no motiva más desarrollo de energía solar en los hogares", Electricidad (2016), no constituye una gran amenaza para la industria.

La tecnología estudiada en esta memoria, corresponde a la fotovoltaica convencional, por ser la más empleada en la actualidad, lo que permite tener una buena fuente de información. En contraparte, no se estudia la generación eléctrica por concentradores termosolares, cuyo uso a nivel nacional es extremadamente reducido, lo que trae consigo dificultades para la recopilación de información. De la misma forma, se encuentra fuera del alcance de esta memoria, el suministro de métodos de acumulación de

energía, tales como banco de baterías, que permitan llevar a cabo la inyección a la red, durante los períodos en que la radiación solar es reducida.

Por otra parte, se contempla que los competidores directos, al interior de la industria, son otros parques fotovoltaicos, dada las características horarias de operación, estimando que existen sustitutos que pueden ser perfectos, como el caso de otras fuentes de ERNC o imperfectos, como las centrales de generación, de tipo convencional.

4.3.2. Alcance Temporal

Como horizonte del proyecto se contempla un período de 20 años, lo que es coherente con la duración de los contratos de las licitaciones, presentadas por el Ministerio de Energía y con el ciclo de vida de los principales componentes empleadas en Centrales y Subestaciones Eléctricas.

Además, para el período de construcción de las instalaciones, se estima un tiempo aproximado de 18 meses, de acuerdo a la experiencia observada en proyectos de similar naturaleza y la información brindada por la Comisión Nacional de Energía (2017).

4.3.3. Alcance Geográfico

El proyecto contempla la investigación de la mejor localización para la instalación, la que claramente está limitada a la zona norte del país, por presentar las mejores condiciones de radiación solar del territorio nacional.

Coherente con lo anterior, es importante destacar que el escenario propuesto, postula que las líneas de transmisión entre el actual SIC-SING, cumplen con una capacidad suficiente para transportar la energía desde el norte al sur, producida por la nueva planta fotovoltaica, lo que permite tener clientes en ambas zonas geográficas del país.

Por otra parte, es preciso aclarar que además del Sistema Interconectado Central y el del Norte Grande, en Chile existen dos sistemas adicionales, que suministran energía eléctrica a la región de Aysén (Sistema de Aysén) y a la región de Magallanes y la Antártica chilena (Sistema de Magallanes), los cuales no forman parte del alcance de esta memoria.

4.3.4. Alcance de Segmento

El negocio en que esta memoria se centra, corresponde a la adjudicación de licitaciones públicas, por suministro de energía a distribuidoras eléctricas, quienes a su vez entregan la energía a los consumidores regulados finales.

De los análisis de factibilidad, finalmente se determina la mejor opción de clientes para la generadora y para las entidades que realizan el financiamiento del proyecto.

4.4. Justificación del proyecto

La principal justificación del proyecto, radica en establecer si las condiciones proyectadas para el mercado de consumidores de energía eléctrica, a nivel de demanda, infraestructura y financiamiento, entre otros factores, constituyen un escenario que permiten la factibilidad de un mayor crecimiento en la explotación de ERNC en Chile, específicamente la basada en paneles fotovoltaicos, para el Sistema Eléctrico Nacional. Lo anterior, cobra una especial importancia, al considerar la elevada tasa de instalación de parques fotovoltaicos, en el norte de Chile, durante los últimos años, situación que es expuesta en el apartado del Análisis Externo, particularmente en el tópico de crecimiento de la industria, evaluado en la rivalidad entre competidores.

De acuerdo con lo anterior, es posible relacionar este estudio a la posibilidad de cumplir con la Política Energética Chilena, considerando las leyes de generación eléctrica, como la 20.257 y 20.698, tratadas en el capítulo de Antecedentes Generales. Esta condición, es un hecho de carácter transversal para la sociedad, dado que presenta potenciales reducciones en el precio de la energía para los clientes finales, motivados por la inclusión de nuevos actores en la industria.

Siguiendo en la línea de la normativa, es claro que las leyes apuntan a ir incrementando el uso de las ERNC en forma paulatina, pero dado que esto aplica sobre porcentajes de energía generada y aportada a la red, sólo se condiciona a los actuales participantes de la industria a buscar fuentes limpias, para poder seguir inyectando al sistema. Lo anterior, implica que de no haber condiciones atractivas para los inversionistas,

no existe un incentivo para la creación de nuevas instalaciones y con ello se reduce la competencia.

Por otra parte, una ventaja que tienen los parques fotovoltaicos es el menor tiempo de implementación versus los plazos que consideran otras fuentes de energía y también presenta el segundo menor monto unitario de inversión, de acuerdo a lo presentado en el tópico de costos fijos, evaluado en la rivalidad entre competidores, de este capítulo.

Respecto del párrafo anterior, si se considera que el tiempo de construcción de la planta, idealmente, es de 18 meses, significa que el proyecto incluiría en su ciclo de vida al año 2035, condición que refuerza la idea de la creación del parque, ya que de acuerdo a lo establecido por el Ministerio de Energía, a esa fecha el 60% de la energía generada debe ser de tipo ERNC, lo que puede traer consigo el aumento de la demanda tanto a clientes regulados, como a los libres y al mercado spot, de este tipo de servicio.

Además, con la implementación del nuevo parque fotovoltaico, se busca reducir el consumo de combustibles fósiles y recursos hídricos, disminuyendo la huella de carbono, lo que crea una mejor percepción de la comunidad respecto del sector eléctrico.

Considerando el uso de las centrales convencionales, es importante destacar el hecho que de acuerdo a las proyecciones estadísticas presentadas en el capítulo de Antecedentes Generales, se espera un alza en el precio de los combustibles fósiles, lo que consecuentemente produce un alza en los costos de operación de centrales termoeléctricas, provocando que el precio de los clientes finales también se eleven o en su defecto, que el Coordinador Eléctrico Nacional opte por otra fuente de energía más económica, como es la que se plantea en este trabajo.

Una situación similar, es la que ocurre con las centrales hidroeléctricas, en el centro-sur del país, donde su elevada dependencia de las condiciones climáticas, puede provocar alzas en el precio, debido a períodos de sequía.

4.5. Análisis Externo

4.5.1. Análisis de la Industria

Este segmento permite establecer las principales amenazas y oportunidades que la industria brinda a un nuevo proyecto que quiere posicionarse en ella. Para lo anterior, se emplea la herramienta de las Cinco Fuerzas de Porter.

4.5.1.1. Rivalidad entre competidores existentes

4.5.1.1.1. Crecimiento de la industria

En los últimos años, la industria de la generación de energía eléctrica, ha presentado un crecimiento en su oferta, más bien acelerado, en la ejecución de nuevos proyectos, avalado por las autoridades, que buscan crear una industria más competitiva, lo que se manifiesta en la siguiente gráfica.

Gráfico 30: Centrales eléctricas en construcción (SIC+SING) en Junio 2016.
(Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.).

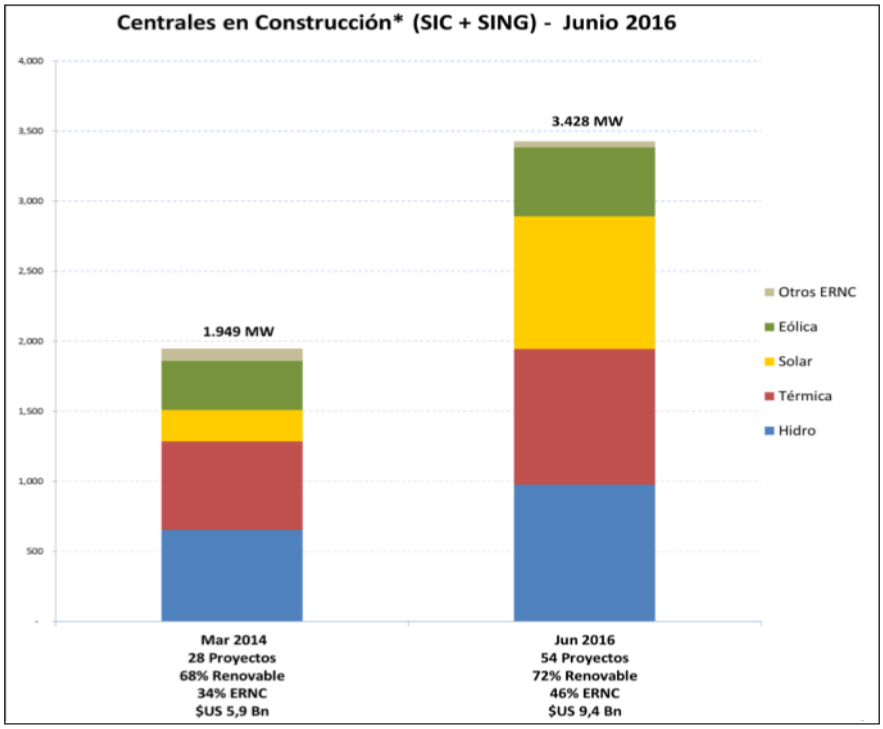


Tabla 16: Capacidad de las centrales eléctricas en construcción (SIC+SING) en Junio 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.).

Capacidad de centrales en construcción (MW)		
Tipo de generación	**Marzo 2014**	**Junio 2016**
Hidroeléctrica	653	975
Térmica	632	969
Solar	223	949
Eólica	350	489
Otros	91	46
Total	**1.949**	**3.428**

Al observar la evolución del crecimiento relativo, de los distintos proyectos en construcción, para los dos años contemplados, es posible apreciar como la energía solar lidera el aumento, llegando a superar en más de 4 veces, la potencia nominal de los proyectos, que se desarrollan durante el 2016, tomando como base el año 2014.

El mayor inconveniente del crecimiento de las centrales tal como se menciona en los Antecedentes de esta memoria, es no contar con las instalaciones necesarias para poder transmitir la cantidad de energía entre los Sistemas Interconectados, situación que se encuentra por cambiar en el corto plazo, debido al proyecto de Interconexión de ambos sistemas.

Ahora, los competidores directos para una generadora fotovoltaica, naturalmente son las otras plantas solares, debido principalmente al ciclo de operación diario que presentan, la que los limita en la cantidad de energía, que pueden suministrar durante el día y que los obliga a competir por los mismos bloques energéticos, que subasta la autoridad, en el caso de la atención a clientes regulados.

Entonces, complementando lo anterior, la autoridad dispone de un registro de las plantas fotovoltaicas existentes en ambos sistemas, los que son detallados a continuación y que representan los competidores existentes, para la planta fotovoltaica que se estudia en esta memoria.

Tabla 17: Empresas generadoras fotovoltaicas del Sistema Interconectado Central al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.)

PROPIETARIO	RAZÓN SOCIAL PROPIETARIO	RUT
E.E. Panguipulli S.A	EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	96.524.140-K
EBCO Energía	EBCO Energía S.A	76.179.054-4
GR Pacific Pan de Azucar SpA	GR Pacific Pan de Azucar SpA	76.320.575-4
Javiera	Javiera SpA	76.376.635-7
kaltem	Energía Térmica Kaltemp Ltda	85.236.200-6
KDM Energía	KDM ENERGÍA S.A.	76.059.578-0
Luz del Norte	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	76.319.477-9
Parque Solar Luna del Norte SpA	Parque Solar Luna del Norte SpA	-
PV Salvador SpA	PV Salvador SpA	76.284.682-9
Parque Eólico Renaico S.p.A	Parque Eólico Renaico S.p.A.	-
RTS Energy	RTS Energia Limitada	76.117.591-2
RTS Energy	RTS Energia S.A.	76.117.591-2
Renovalia Chile Siete S.p.A.	Renovalia Chile Siete S.p.A.	76.327.574-4
Renovalia Chile Seis S.p.A.	Renovalia Chile Seis S.p.A.	76.327.569-8
SOL	Parque Solar Sol del Norte SpA	76.228.791-9
Solairedirect Chile	Solairedirect Generación Andacollo Spa	76.169.132-5
Solar Diego de Almagro	Almeyda Solar SpA	76.321.458-3
Solar Llano de Llampos	Amanecer Solar SpA	76.273.559-8
Solar PSF Lomas Coloradas	PSF Lomas Coloradas S.A.	76.284.911-9
Solar PSF Pama	PSF Pama S.A.	76.284.903-8
Solar San Andrés	San Andrés SpA	76.273.569-5
Solar Santa Cecilia	Commonplace Energy S.A.	76.233.264-7
Solar Techos Altamira	EERM Energías del Futuro S.A.	76.272.689-0
Subsole Energías Renovables Ltda.	Subsole Energías Renovables Ltda.	76.213.023-8

Tabla 18: Empresas generadoras fotovoltaicas del Sistema Interconectado del Norte Grande al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.)

PROPIETARIO	RAZÓN SOCIAL PROPIETARIO	RUT
E-CL	E-CL S.A.	88.006.900-4
GENERACIÓN SOLAR SPA.	GENERACIÓN SOLAR	76.183.075-9
LOS PUQUIOS	PARQUE SOLAR LOS PUQUIOS SPA	76.228.787-0
PMGD PICA PILOT	ATACAMA SOLAR S. A.	76.055.134-1
POZO ALMONTE SOLAR 2	POZO ALMONTE SOLAR 2 S. A.	76.055.356-5
POZO ALMONTE SOLAR 3	POZO ALMONTE SOLAR 3 S. A.	76.055.354-9
SPS LA HUAYCA	SPS LA HUAYCA S.A	76.271.234-2
POZO ALMONTE SOLAR 1	POZO ALMONTE SOLAR 1 S. A.	76.055.358-1
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	PLANTA SOLAR SAN PEDRO III SPA	76.175.454-8
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	PLANTA SOLAR SAN PEDRO III SPA	76.175.454-8
PER	Parque Eolico Renaico SpA	76.412.562-2

Considerando lo expuesto acerca de la interconexión de ambos sistemas interconectados, los competidores están radicados principalmente entre las I y III regiones y presentan una gran cantidad de pequeños controladores, por lo que si se quiere analizar a la competencia, se debe abarcar una amplia zona del territorio norte del país.

Desde el punto de vista de las utilidades de la industria, la producción de energía eléctrica, durante el tercer trimestre del año 2016, constituye uno de los sectores con las

mayores utilidades en el país, alcanzando $899.581 millones, versus los $455.745 millones en igual período del año anterior, lo que constituye un alza de 97,4%, de acuerdo a la información entregada por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), lo que obviamente considera sólo a aquellas firmas que reportan a dicho organismo.

4.5.1.1.2. Concentración de competidores

La actividad de generación de energía eléctrica, constituye una industria altamente concentrada, la que se encuentra dominada por un número reducido de empresas, que abarcan la mayor participación en ésta.

De esta forma, en el actual SIC, tres grandes compañías: Enel (Ex Endesa), Colbún y AES Gener, dominan la industria, mientras que para el caso del SING, la mayor participación la tiene Engie (Ex E-CL). Esta situación, se presenta en las siguientes tablas.

Tabla 19: Participación de empresas generadoras en el SIC al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.)

PROPIETARIO	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	POTENCIA NETA TOTAL [%]
Endesa	4.535,6	29,08%
Colbún S.A.	3.177,1	20,37%
Aes Gener S.A.	1.629,5	10,45%
E. Eléctrica Pehuenche S.A.	700,0	4,49%
Soc. Eléctrica Santiago S.A.	461,9	2,96%
Duke Energy	338,7	2,17%
Enlasa	282,6	1,81%
Eléctrica Ventanas	249,0	1,60%
Empresa Eléctrica Campiche S.A.	249,0	1,60%
E.E. Panguipulli S.A	217,9	1,40%
OTROS	3.756,1	24,08%
Potencia Total Instalada	**15.597,3**	**100,00%**

Tabla 20: Participación de empresas generadoras en el SING al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.)

PROPIETARIO	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	POTENCIA NETA TOTAL [%]
E-CL	1.690,0	42,16%
GASATACAMA	767,8	19,16%
ANGAMOS	501,6	12,51%
AES GENER	259,3	6,47%
CELTA	172,2	4,30%
HORNITOS	153,9	3,84%
ANDINA	152,6	3,81%
NORACID	17,5	0,44%
VALLE DE LOS VIENTOS	88,9	2,22%
GENERACIÓN SOLAR SPA.	67,7	1,69%
OTROS	136,9	3,41%
Potencia Total Instalada	**4.008,3**	**100,00%**

Sin embargo, de acuerdo a lo explicado en la sección del crecimiento de la industria, si se evalúa la tecnología empleada para la producción de energía, los competidores directos dentro de la industria son las compañías generadoras de energía eléctrica basada en celdas fotovoltaicas, que compiten por el mismo horario de producción de energía y en ese sentido la concentración de éstas es más bien alta. Para entender mejor la participación de las empresas a las que se hace alusión, se presentan tablas donde se muestran las capacidades instaladas de cada compañía, para cada uno de los sistemas interconectados.

Tabla 21: Participación de empresas generadoras fotovoltaicas en el SIC al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.)

PROPIETARIO	RUT	POTENCIA NETA	PARTICIPACIÓN	REGIÓN
E.E. Panguipulli S.A	96.524.140-K	34,94	5,02%	Atacama
E.E. Panguipulli S.A	96.524.140-K	71,50	10,27%	Antofagasta
EBCO Energía	76.179.054-4	2,99	0,43%	Atacama
GR Pacific Pan de Azucar SpA	76.320.575-4	2,95	0,42%	Coquimbo
Javiera	76.376.635-7	65,00	9,34%	Atacama
kaltem	85.236.200-6	2,93	0,42%	Coquimbo
KDM Energía	76.059.578-0	1,07	0,15%	Metropolitana
Luz del Norte	76.319.477-9	141,00	20,26%	Atacama
Parque Solar Luna del Norte SpA	-	2,96	0,43%	Coquimbo
PV Salvador SpA	76.284.682-9	68,00	9,77%	Atacama
Parque Eólico Renaico S.p.A	-	97,00	13,94%	Atacama
RTS Energy	76.117.591-2	5,87	0,84%	Atacama
RTS Energy	76.117.591-2	3,00	0,43%	Atacama
Renovalia Chile Siete S.p.A.	76.327.574-4	2,78	0,40%	Coquimbo
Renovalia Chile Seis S.p.A.	76.327.569-8	2,78	0,40%	Coquimbo
SOL	76.228.791-9	2,96	0,42%	Coquimbo
Solairedirect Chile	76.169.132-5	1,25	0,18%	Coquimbo
Solar Diego de Almagro	76.321.458-3	28,05	4,03%	Atacama
Solar Llano de Llampos	76.273.559-8	101,02	14,51%	Atacama
Solar PSF Lomas Coloradas	76.284.911-9	1,99	0,29%	Coquimbo
Solar PSF Pama	76.284.903-8	1,99	0,29%	Coquimbo
Solar San Andrés	76.273.569-5	50,60	7,27%	Atacama
Solar Santa Cecilia	76.233.264-7	2,95	0,42%	Atacama
Solar Techos Altamira	76.272.689-0	0,15	0,02%	Metropolitana
Subsole Energías Renovables Ltda.	76.213.023-8	0,32	0,05%	Atacama
	Total	**696,04**	**100%**	

Tabla 22: Participación de empresas generadoras fotovoltaicas en el SING al año 2016. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.)

PROPIETARIO	RUT	POTENCIA NETA (MW)	PARTICIPACIÓN	REGIÓN
E-CL	88.006.900-4	2,01	0,63%	Arica y Parinacota
GENERACIÓN SOLAR SPA.	76.183.075-9	67,71	21,18%	Antofagasta
LOS PUQUIOS	76.228.787-0	2,47	0,77%	Tarapacá
PMGD PICA PILOT	76.055.134-1	0,63	0,20%	Tarapacá
POZO ALMONTE SOLAR 2	76.055.356-5	7,50	2,35%	Tarapacá
POZO ALMONTE SOLAR 3	76.055.354-9	16,00	5,00%	Tarapacá
SPS LA HUAYCA	76.271.234-2	24,99	7,82%	Tarapacá
POZO ALMONTE SOLAR 1	76.055.358-1	9,00	2,81%	Tarapacá
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	76.175.454-8	30,00	9,38%	Antofagasta
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	76.175.454-8	21,00	6,57%	Antofagasta
PER	76.412.562-2	138,44	43,30%	Antofagasta
	Total	**319,74**	**100,00%**	

Revisando la competencia en generación fotovoltaica, para cada uno de los sistemas, es posible apreciar como el SIC hasta el año 2016, se encuentra dominado principalmente por cuatro empresas de un total de 24, lo que representa un 17% de la capacidad fotovoltaica total instalada, que poseen una participación del 64%. Del mismo modo, para el Sistema Interconectado del Norte Grande, la distribución de capacidad instalada concentra un 64% entre dos compañías, lo que representa un 18% del total de 11 empresas dedicadas a la generación fotovoltaica, revisado el mismo año que para el SIC.

Entonces, cuando se establece el grado de concentración de la industria de la generación eléctrica, sin discriminar por tecnología o incluyendo esta distinción para el caso de las plantas fotovoltaicas, el resultado no varía en gran medida, pudiendo aseverar que se trata de una industria altamente concentrada. Esta situación se ratifica si se emplea el indicador de Ratio de concentración denominado C4, que corresponde al porcentaje de uso de recursos acumulado por las cuatro firmas de mayor tamaño de la industria, de acuerdo a lo expuesto por Rubin-de-Celis Jaime C (2015).

Pese a lo anterior, es necesario distinguir que los proyectos con elevadas capacidades que se muestran en las tablas anteriores, corresponden principalmente al suministro de energía al sector de la minería, por lo que si se aíslan esos peak de capacidad, se tiene un considerable número de plantas de características similares, que apuntan a satisfacer los requerimientos de clientes regulados. Bajo este último prisma, la concentración de los competidores más directos, para una planta fotovoltaica destinada a

generar energía para contratos de suministro con distribuidoras eléctricas, presenta una concentración más bien reducida, lo cual se puede dimensionar empleando el índice de Herfindahl-Hirschmann (HH):

$$HH = \sum_{i=0}^{n} P_i^2$$

Donde:

Pi: Participación de mercado de la i-ésima firma medida en unidades

i: Firma i-ésima (i=1,2,…n)

n: número total de firmas

Conceptualmente, se indica que cuando el valor HH se acerca a 1, existe una alta concentración y si HH es más cercano a 0, la estructura se acerca a competencia perfecta.

En este caso, si se descartan las cuatro plantas con mayor potencia en el SIC, se obtiene un valor de HH=0,13 entre las empresas participantes durante el año 2016. Análogamente, al analizar el SING, se obtiene un valor HH=0,25. Ambos valores, están más cercanos a 0, por lo que se entiende que para el caso particular de plantas fotovoltaicas, que sirven a los consumo de clientes regulados, existe una baja concentración, lo que trae consigo una mayor competencia entre las firmas participantes.

Lo anterior, es fruto del aumento considerable de proyectos medianos de energía solar, dentro de la matriz energética nacional, en los últimos años.

El ascenso en la competencia dentro del rubro, se espera que continúe durante los próximos años, amparados con la política energética del país y complementado con las obras de interconexión de los dos principales sistemas eléctricos, junto a las obras de ampliación en las instalaciones existentes del sistema eléctrico nacional.

Ahora bien, el resto de las fuentes con carácter ERNC y las de tipo convencional, son catalogados como sustitutos de la energía solar fotovoltaica, por lo que son abordadas más adelante.

4.5.1.1.3. Costos fijos

A nivel nacional existen estudios que apuntan a determinar los costos de inversión en proyectos de generación, dentro de los que se destaca un desarrollo llevado a cabo por la Comisión Nacional de Energía, que busca determinar para distintas ubicaciones y según los recursos energéticos disponibles, las partidas de costos para unidades generadoras de distintos tamaños y tecnologías, considerando al menos, los siguientes aspectos mencionados por la Comisión Nacional de Energía (s.f.):

a) Costo de compra de la o las unidades generadoras y equipos principales

b) Costo de inversión de la conexión al sistema

c) Costo de exploración, si corresponde

d) Costo de inversión de componentes para cumplir normativa ambiental vigente.

e) Costos de inversión de equipos para cumplir la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de servicio

f) Costos de inversión asociados a la obtención, almacenamiento y logística del combustible.

Es así, que en una estimación preliminar, la CNE ha logrado determinar que el costo unitario de inversión, para generación con tecnología fotovoltaica alcanza un valor que va desde los 1900 a 2100 [US$ / kW], aproximadamente.

Claramente, la inversión inicial para un proyecto de esta naturaleza es elevada, no obstante los costos fijos, luego de instalada la planta son reducidos, en comparación al monto desembolsado en que debe incurrir la compañía, al comienzo de las obras. Los costos fijos, fundamentalmente están compuestos del pago de remuneraciones, de los servicios, tales como agua, internet, gas. Además, existe una depreciación de los equipos, la cual debe ser contemplada en la evaluación económica y financiera del proyecto.

Respecto al rango de inversión expresado, es posible compararlo con las otras tecnologías empleadas en la generación eléctrica, gracias al Informe de Costos de Tecnologías de Generación (Comisión Nacional de Energía, 2017).

Tabla 23: Costos de Inversión (US$/kW) - Estudio de Determinación de Costos de Inversión por Fuente de Generación 2016 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Tecnología	Costo de Inversión (US$/kW)				
	SING	SIC Norte	SIC Centro	SIC Sur	Promedio
Solar Fotovoltaica	1.846	1.924	2.090		1.953
Solar Térmica	9.657	9.751			9.704
Eólica	1.923	2.004		2.220	2.049
Geotérmica					7.347
Térmica a Carbón	2.970	3.005	3.070	2.955	3.000
Térmica a Gas Natural (CC)	1.088		1.114	1.149	1.117
Térmica a Gas Natural (CA)	688		713	765	722
Térmica Diésel (GMG)	906	915	918	917	914
Termoeléctrica Biomasa			3.252	3.249	3.251
Termoeléctrica Biogás			3.518	3.518	3.518
Hidráulica Embalse			2.156	2.203	2.180
Hidráulica Pasada			3.616	3.613	3.615
Mini-Hidráulica			3.470	3.470	3.470

Comparativamente, es posible apreciar que el costo de la inversión para plantas fotovoltaicas, es competitivo con respecto a las otros tipos de fuentes de la matriz energética chilena, presentando un valor promedio sólo mayor al de las centrales térmicas a gas natural y petróleo.

Si bien dentro del contexto de las generadoras es un valor normal de inversión, para efectos de conseguir financiamiento, representa un elevado monto y también un gran riesgo para la institución que lo otorga, considerando las fluctuaciones que pueden presentar los ingresos de la empresa que adquiere la deuda, fruto de las diferencias en el precio de la energía y la demanda de ésta.

4.5.1.1.4. Barreras de entrada/salida

Esta industria presenta una elevada barrera de salida, que se manifiesta por lo específico de sus activos, lo que implica que tengan un bajo costo de oportunidad si es que se quisiese emplear en otro negocio. Lo anterior, implica que las firmas tengan una competencia centrada en la búsqueda de reducción de costos, de forma de poder ganar las

licitaciones por suministro de energía y posteriormente poder ser escogidas por el coordinador eléctrico nacional, para el despacho de energía al sistema.

Desde el punto de vista de las barreras de entrada los principales aspectos a considerar son:

- Proyección en la caída de los precios

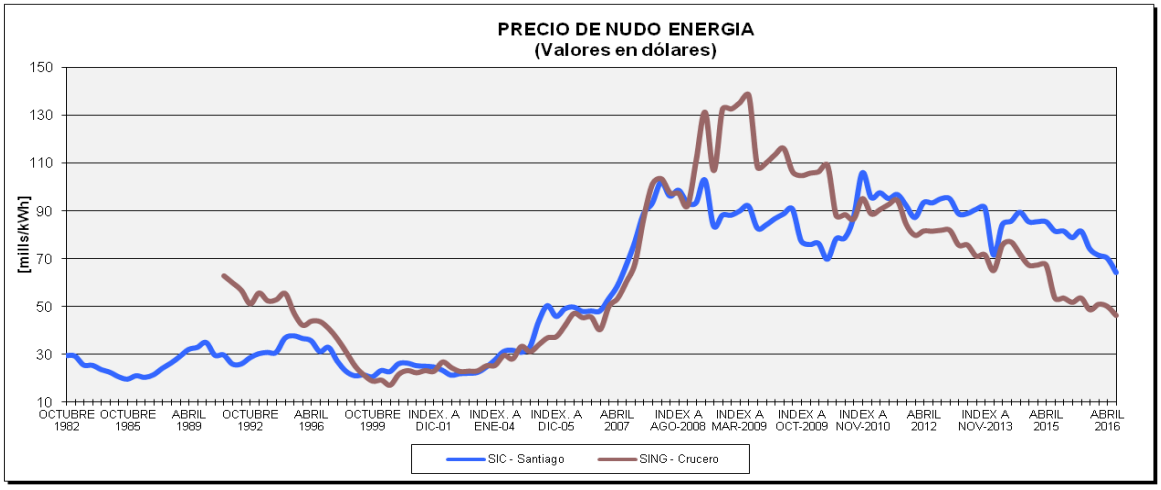
- Una ventaja considerable de las empresas establecidas

- Costos de salida importantes

- La reacción esperada de los participantes

Con respecto al precio de la energía, la proyección indica que su valor va a ir decayendo en los próximos años, producto del ingreso de nuevos competidores. Lo anterior se complementa al visualizar la dinámica con que se ha comportado este driver. Es así, que desde el año 2009, su valor ha ido a la baja, como se puede apreciar en el siguiente gráfico.

Gráfico 31: Evolución histórica de precios de nudo de los sistemas eléctricos chilenos
(Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.)



Por otra parte, existe una barrera de entrada considerable, la que implica que empresas que se encuentran establecidas y con instalaciones en funcionamiento posean una ventaja por sobre las nuevas oferentes, desde una perspectiva que abarca tanto la experiencia y el conocimiento, la estructura organizacional (los costos y gastos se asignan

al centro destinado al proyecto, pero los gastos indirectos como por ejemplo los sueldos de altos ejecutivos pueden ser prorrateados con el resto de la compañía, lo que permite disminuir el flujo específico del proyecto, que finalmente incide en el precio de licitación) y las instalaciones destinadas a labores administrativas y de gestión.

Finalmente, la reacción de los participantes de la industria, es agresiva cuando se encuentra en la etapa de participar por las licitaciones de suministro de energía. Es en esta etapa donde se da con mayor fuerza la rivalidad entre los competidores, principalmente intentando reducir el precio de presentación de energía a ofertar a la autoridad, en el caso del suministro a clientes regulados y que corresponden a decretos gestionados por el gobierno.

4.5.1.1.5. Comportamiento de los competidores

Al analizar el comportamiento de los competidores en la industria de la generación de energía eléctrica, es necesario considerar que todos están sometidos a estrictas exigencias de la autoridad en sus instalaciones, de acuerdo a la calidad y a la seguridad del servicio que ofrecen. Por lo anterior, no se consideran mayores diferencias en el nivel de la construcción y operación de sus centrales y subestaciones eléctricas, salvo quizás la capacidad de cada una de éstas, pero que en realidad no es un factor a considerar cuando se trata de velar por la correcta operación de la planta. En ese sentido tres de las cuatro compañías de mayor tamaño se concentran en el actual SIC, mientras que la cuarta, correspondiente a Engie (Ex E-CL) sitúa sus instalaciones en el SING.

Ahora bien, de acuerdo a lo estudiado previamente, resulta claro que la empresa líder en cuanto a potencia instalada es Enel (Ex Endesa), quien bordea el 30% de participación. Sin Embargo, la composición de su negocio se basa principalmente en las centrales de generación hidroeléctrica y térmica, con una capacidad de 55% y 44%, respectivamente, respecto al total de sus plantas de producción de energía. El 1% restante está constituido por parques eólicos. La situación anterior, obliga a la compañía a comprar ERNC, de forma de cumplir con la cuota requerida por el Ministerio de Energía. De esta forma, al momento de realizar esta memoria, Enel en Chile, no tiene la experiencia en materia de generación por energía solar, que es el foco de esta memoria.

Dentro de la industria, existen empresas que por su capacidad instalada y cantidad de energía generada, están inmediatamente detrás de Endesa y le compiten por tener la mayor cuota de mercado. Las instituciones que caen dentro de la clasificación de retadoras de Endesa, son Colbún, AES GENER y Engie.

Coherente con lo expuesto, se encuentra la segunda empresa con mayor capacidad instalada en Chile: Colbún. Esta empresa presenta la mayoría de sus instalaciones en el actual SIC y concentra el corazón de su negocio en dos formas de generación eléctrica: la hidroeléctrica, que representa el 41% del total de sus instalaciones y la térmica, que constituye el 59%, medido respecto al mismo parámetro. Sin embargo, este dato no contempla la última transacción entre Sunedison y Colbún, producto del proceso de quiebra de la primera, que involucra el traspaso del Parque Solar Olmué (145 MW de capacidad instalada) y Parque Solar Santa Sofía (57 MW), ambas situadas en el SING. Con lo anterior, Colbún debe incluir dentro de su conocimiento, la explotación de la generación por radiación solar, que lo convierte en un competidor directo de la nueva planta fotovoltaica que se está estudiando.

Finalmente, AES GENER y Engie completan la lista de las empresas retadoras de la industria, con una participación a nivel nacional de aproximadamente 9% cada una.

Un hecho histórico respecto a las citadas compañías, es que gran parte de las instalaciones de éstas, datan de la época en que todo el sector eléctrico era dirigido por la Empresa Nacional de Electricidad S.A., por lo que presentan características muy similares entre ellas, dado que desde la fundación de estas compañías, hacia la década de los ochenta, no sólo se han mantenido las instalaciones con el estándar de Endesa, sino también el know-how de su organización, fundamentalmente en los conceptos técnicos del área de operaciones. Consecuencia de lo anterior, no es de extrañar, que la diversidad de las fuentes de energía de las cuatro empresas más grandes a nivel nacional, se centren en la térmica y la basada en el recurso hidrológico, que son las clases de unidades generadoras que históricamente han dominado la industria.

El resto de las compañías, principalmente las que se centran en la explotación de ERNC, presentan más bien características de firmas seguidoras, dado su tamaño y de hecho

en muchos casos, su negocio principal se basa en suministrar la cantidad de energía renovable que pudiese faltarles a las grandes empresas, a través del denominado mercado spot, con el fin de cumplir la normativa 20.257 y 20.698, que ya han sido tratada. De esta forma, se crea una cooperación entre las compañías, donde la energía es comercializada al valor del costo marginal horario, dictado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Con esto, se manifiesta que durante el período de operación de las generadoras, no existe una elevada competencia entre las empresas líderes y las seguidoras.

Coherente con lo anterior, dado el nivel de inversión y de competencia en el sector, se puede establecer que para una compañía que pretende poner en servicio y operar una planta fotovoltaica, de una potencia más bien reducida, en contraste con las cuatro grandes generadoras, le puede resultar conveniente entrar como un seguidor de éstas y tratar de negociarles el suministro de ERNC para el cumplimiento de sus necesidades legales. Sin embargo, dentro del segmento de las energías renovables no convencionales y específicamente la energía solar, puede apuntar a convertirse en un especialista de este sector y con ello perseguir el liderazgo de este grupo, basándose fundamentalmente en tecnologías que le permitan reducir sus costos marginales por producción de energía, de acuerdo a lo planteado en la sección de Marketing Estratégico, expuesto en el capítulo 3.

4.5.1.1.6. Resumen rivalidad entre los competidores

Considerando los últimos cinco apartados, es posible resumir la rivalidad que existe entre los competidores pertenecientes a la industria, en una tabla que muestre de manera más explícita lo concluido. La escala de evaluación empleada en el resumen de la rivalidad de competidores, contempla una valoración que va desde 1 a 5, siendo 1 el valor más cercano al presentado en la columna “Nivel I” y 5 el más próximo al de la columna “Nivel II”. Es importante aclarar que cuando se hace referencia a los competidores, se refiere exclusivamente a las organizaciones generadoras de energía, a partir de paneles fotovoltaicos, dado que las otras tecnologías son contempladas como sustitutas.

Tabla 24: Resumen de la Rivalidad entre los competidores (Fuente: Elaboración Propia)

	Rivalidad entre generadores fotovoltaicos para clientes regulados						
Parámetro medido	**Nivel I**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Nivel II**
Crecimiento de la industria	Lento				X		Rápido
Concentración de competidores	Baja		X				Alta
Costos fijos	Reducidos			X			Elevados
Barreras de salida	Baja					X	Alta
Especialización de activos (Costo de oportunidad)	Baja					X	Alta
Proyección de caída de precios	Baja				X		Alta
Ventaja considerable de las empresas establecidas	Baja				X		Alta
Reacción esperada de los participantes en período de oferta	Moderada					X	Agresiva
Nivel de parámetro medido:							
1: Muy Bajo **2: Bajo**			**3: Normal** **4: Alto**				**5: Muy alto**

4.5.1.2. Amenaza de competidores potenciales

La posibilidad, de que entren a competir nuevas firmas a la industria de la generación, va a estar condicionada fundamentalmente a las barreras de entrada y salida. Estas barreras son restricciones que impone el sector de forma de reducir la tasa de ingreso de participantes a la industria.

Además de las mencionadas anteriormente, destacan como barreras de entrada las siguientes características:

- Elevados costos de operación

- Exceso de capacidad

- Contratos

- Asimetrías de información

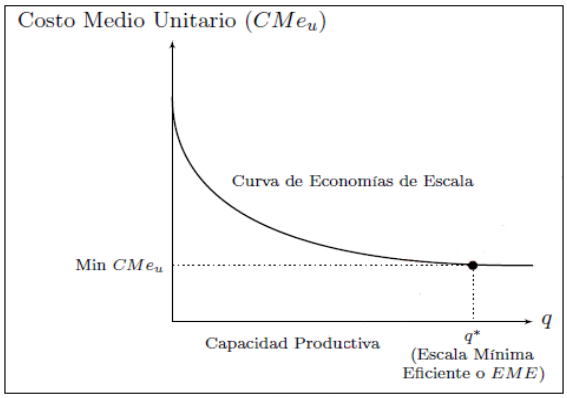
- Efectos de curva de aprendizaje

4.5.1.2.1. Costos de operación

Dado que el negocio básicamente se centra en la transacción de un commodity, resulta fundamental considerar los costos de operación, si se desea entrar al sector. En este sentido, si las compañías establecidas presentan economías de escala en su forma de

explotar sus instalaciones, es decir "si los costos unitarios caen cuando la organización incrementa su volumen de producción" (Rubin-de-Celis Jaime C., 2015), esto se convierte en una barrera de entrada fuerte para una aspirante a ingresar. Una empresa que tiene economía de escala en su operación, presenta un comportamiento como la curva que se muestra a continuación.

Gráfico 32: Curva de Economías de Escala (Fuente: Rubin-de-Celis Jaime C., 2015)



Esto se puede apreciar por ejemplo en el personal de mantenimiento y operaciones, que muchas veces las empresas destinan a zonas extensas, donde poseen sus instalaciones, por lo que pueden reducir sus costos por concepto de remuneraciones al personal directo. Además, condiciones en gastos generales y sueldo de los altos ejecutivos también se aprovechan con esta condición, tal como se menciona en la sección anterior. Esta situación, describe el comportamiento de empresas como Enel, Colbún, AES GENER y Engie.

Ahora bien, dado que las generadoras fotovoltaicas presentan condiciones y tamaños muy similares, siendo estos reducidos, es que ese conjunto de firmas no puede aprovechar las ventajas de la economía de escala. Sin embargo, esta condición cambia si deciden ampliar su participación en la industria, ofertando por nuevos proyectos o negociando directamente con clientes no regulados.

Si se pone atención a la curva de economía de escala, es posible identificar la escala mínima eficiente (EME) de producción para la industria, que en este caso corresponde al menor nivel de generación de energía eléctrica para que los costos unitarios sean mínimos. Entonces, si una firma quiere integrarse a la competencia, debe pensar por lo menos en

entrar con un tamaño igual o superior a EME. Este mínimo nivel marca dos aspectos relevantes para el potencial competidor: la escala de operación requerida y el capital necesario para la inversión, de acuerdo a lo expuesto por Rubin-de-Celis Jaime C (2015).

Además, tan importante como conocer la EME, se debe determinar su relación con el mercado, es decir la participación de mercado con que se debe entrar a competir para poder obtener los mínimos costos. De esta forma, mientras mayor es la relación que existe entre EME y el mercado, menor es la probabilidad de que se concrete la entrada de la nueva firma.

Ahora bien, en industrias como la generación de energía eléctrica, donde el nivel de producción para obtener el mínimo costo es más bien elevado y que también presenta una elevada razón EME/mercado, las estrategias de nicho son probablemente las que mejor funcionan. Con esto último, se ratifica el hecho que una firma que quiere poner en servicio una nueva planta fotovoltaica, podría entrar a competir directamente con organizaciones de estas mismas características, por el segmento de clientes regulados y para un bloque como el 1-B de la última licitación emanada desde el gobierno, abordada en la sección "Definición de licitación para proyectos de generación de energía" del capítulo 3.

4.5.1.2.2. Exceso de capacidad

Uno de los principales temas a considerar para la toma de decisión de invertir en una planta fotovoltaica es saber si ésta va a tener una demanda que justifique su implementación. Respecto a esto, ya ha sido tratada la dificultad que actualmente existe en el Sistema Eléctrico Nacional, dado que al momento de presentar esta memoria, aún los sistemas interconectados no tienen la posibilidad de transmitir energía entre ellos, lo que genera que se desaproveche una gran cantidad de potencial energético. Pese a lo anterior, la autoridad se da cuenta de esta situación y licita el proyecto de Interconexión SIC-SING, junto con las Nuevas Líneas entre las Subestaciones Nueva Cardones, Nueva Pan de Azúcar y Nueva Maitencillo, lo que refuerza el nuevo Sistema Eléctrico Nacional y que es tratado en el capítulo 2 del presente trabajo.

Ahora bien, la capacidad instalada entre ambos sistemas, considerando la interconexión antes descrita y los proyectos que actualmente se encuentran en construcción,

es de 24.772,5 MW hacia el año 2018. Este nivel de potencia permite satisfacer la demanda de energía para los próximos años, considerando los proyectos mencionados en el párrafo anterior y de hecho queda capacidad ociosa para crecimientos en las cargas no contempladas o futuras, ya que sólo entre centrales térmicas e hidráulicas, se tiene una capacidad instalada de 20.263,5 MW, lo que permite en un caso ideal, el suministro de energía de 177.508,26 GWh al año, considerando 24 horas de operación, 365 días al año, eficiencia del 100%. Un mayor detalle de la evaluación de la demanda energética, se puede encontrar en la sección: Proyección de demanda.

Sin embargo, como ya se ha mencionado anteriormente, la meta de Chile es poder alcanzar una participación importante de ERNC en su matriz energética, por lo que se debe desagregar la potencia, de acuerdo a su naturaleza, es decir si son de tipo renovable o si no lo son. De acuerdo a la descripción presentada en el capítulo 2, en el apartado Matriz Energética, existe solamente un 17% de ese total que corresponden a ERNC, lo que muestra una condición positiva para llegar al año 2025 con un 20%. Sin embargo, la situación cambia si se quiere llegar a un 60% para el año 2035 y más aún para una aspiración del 70% cuando se llegue al año 2050.

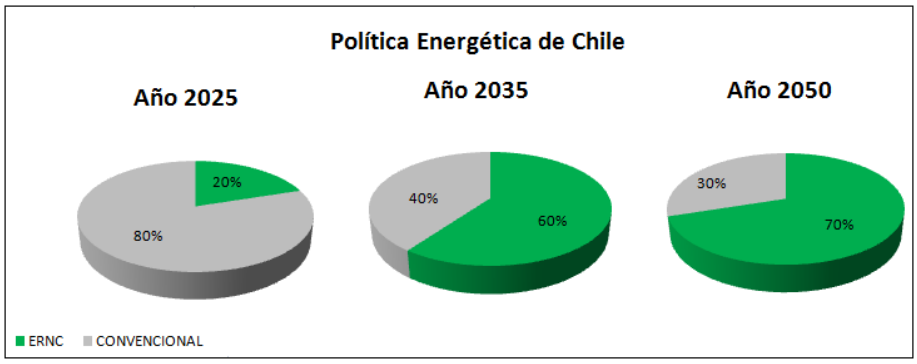
Lo anterior implica que durante los próximos años, se debe hacer una renovación de la fuente y tecnologías, empleadas en la mayoría de las instalaciones existentes, lo que eliminaría en gran parte la condición que impone el precio de los combustibles y las condiciones meteorológicas (estacionales) para tener disponibilidad en los embalses de las centrales hidroeléctricas.

En ese sentido, es posible considerar el supuesto de mantener la capacidad instalada del año 2018, pero variando su composición a energías renovables no convencionales, lo cual se puede separar en dos etapas: una que apunte a cumplir la meta del año 2035 y la otra con miras al año 2050.

- Etapa 1: Conforme a lo indicado anteriormente, se requiere que de los 20.263,5MW de potencia tipo convencional, sean reemplazados un 51%, vale decir 10.355 MW, con lo que se alcanza el 60% de las fuentes de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional en ERNC.

- Etapa 2: Luego de lograda la primera meta, el remanente de energía convencional que queda es de 9909 MW, de los cuales se debe reemplazar el 71% por ERNC, alcanzando finalmente los 17.341 MW de energía limpia, que dan por cumplido el objetivo del gobierno para el año 2050.

Gráfico 33: Política Energética de Chile (Fuente: Elaboración propia)



De lo expuesto, se puede concluir que aun cuando en la situación actual se puede hablar de exceso de capacidad, las condiciones de ésta no cumplen con las características a las que el país aspira y por ende el recambio de las fuentes de generación abre las puertas a nuevos proyectos de ERNC, por lo que este tópico representa una barrera de entrada de un nivel normal, que no debiese intimidar las intenciones de participar en la industria, si se contempla que los proyectos tienen horizontes de alrededor de 20 años.

4.5.1.2.3. Contratos

Claramente, un aspecto que marca el negocio de suministro de energía a clientes regulados son los contratos adquiridos con las empresas distribuidoras. En este sentido, constituye una poderosa barrera de entrada a la industria, ya que para servir a estos clientes, se debe esperar a nuevas licitaciones por bloques de energía, los cuales son de largo plazo, por ende puede existir una disuasión a la entrada de nuevas generadoras.

4.5.1.2.4. Asimetrías de información

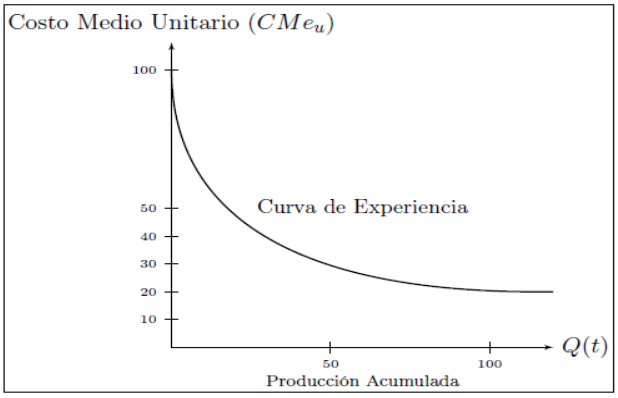
Dado el carácter público de las licitaciones, se puede considerar que la asimetría en la información no reviste una mayor barrera de entrada para un potencial entrante. Es más, existe información accesible, que va desde aspectos técnicos hasta financieros, los que

llevan a tener una buena idea del marco en que se desarrolla el negocio. Además, la configuración de proyectos de generación, ya sean ERNC o convencionales, tienen características y condiciones, que si bien presentan ciertos matices, los puntos más críticos, son comunes, por lo que se debe centrar la atención en éstos, una vez que se ejecuta y entra en servicio la instalación.

4.5.1.2.5. Efectos de curva de aprendizaje

Dado lo especializado del área de generación eléctrica, es lógico pensar que su operación requiere de personal calificado para desarrollar las actividades vinculadas a este negocio. Es así, que mientras más experiencia tenga la firma, se espera que sus costos unitarios se reduzcan. Un ejemplo claro, son las desconexiones indeseadas de una central, producto de malas maniobras de personal de operación, lo que trae consigo costos por energía no vendida, además de multas que le podrían ser cursadas. La probabilidad de que ocurran situaciones como la descrita, disminuye con el aprendizaje, que puedan adquirir los colaboradores. Lo descrito, presenta un comportamiento, como el de la siguiente figura.

Gráfico 34: Curva de Experiencia (Fuente: Rubin-de-Celis Jaime C., 2015)



Esto también aplica en la etapa de construcción de la planta fotovoltaica, dado que al ejecutar las obras, es fundamental una supervisión y control de éstas, las cuales en la mayoría de las ocasiones son realizadas por los dueños de la planta, por lo que si éstos tienen experiencia y entienden cómo debe ser el producto final y cómo llegar a éste, pueden ahorrar tiempos de ejecución, evitan repetir trabajos por no conformidades o no cumplimiento de estándares, se preocupan y visualizan de mejor manera los aspectos de

seguridad tanto de las personas, como de sus instalaciones y la de terceros, en el momento en que se conectan a las barras existentes del Sistema Eléctrico Nacional. Otra opción, es contratar personal con experiencia desde otras firmas, pero indudablemente, eso implica un mayor esfuerzo económico para el proyecto.

Finalmente, la realidad de la industria, varía dependiendo del país en que se desarrolla, debido a las normativas, exigencias, trámites, permisos, gestiones con proveedores y clientes, que éste demanda, por lo que resulta lógico esperar que una firma con experiencia en la industria nacional, logre resolver estos asuntos en un menor tiempo y a un menor costo, que una empresa que busca recién incorporarse a la actividad.

Según lo expuesto, el efecto de la curva de aprendizaje, que posee una empresa es una barrera de entrada fuerte en el negocio de la generación eléctrica, dado el alto grado de especialización y competencias requeridas de los empleados.

4.5.1.2.6. Resumen amenaza de competidores potenciales

Considerando los temas tratados recientemente, es posible resumir el grado de amenaza que existe en la industria, ante la entrada de nuevos competidores, a través de la tabla presentada a continuación. La escala de evaluación, presenta el mismo criterio que en el análisis realizado para la rivalidad entre competidores.

Tabla 25: Resumen de Amenaza de competidores potenciales (Fuente: Elaboración Propia)

	Amenaza de nuevas generadoras fotovoltaicos para clientes regulados						
Parámetro medido	**Nivel I**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Nivel II**
Costos de operación (Economías de Escala)	Baja				X		Alta incidencia
Exceso de capacidad actual y proyectada	Baja		X				Alta incidencia
Contratos	Baja incidencia					X	Alta incidencia
Asimetrías de información	Baja incidencia	X					Alta incidencia
Efectos de curva de aprendizaje	Baja incidencia				X		Alta incidencia
Nivel de parámetro medido:							
1: Muy Bajo			**3: Normal**				**5: Muy alto**
2: Bajo			**4: Alto**				

4.5.1.3. Poder de negociación de proveedores

Claramente, si se habla de proveedores de generadoras fotovoltaicas, la industria de la fabricación de celdas adquiere el protagonismo. Respecto a ésta, Soto G. (2013) establece que ha habido un incremento en la competencia, lo que sumado a factores como una mayor capacidad de producción (que genera economías de escala), innovaciones y reducción en los costos de materias primas, como el Silicio, han hecho bajar los precios de los paneles. Actualmente, los principales fabricantes de estas celdas se ubican en China, existiendo excepciones como la empresa First Solar de origen estadounidense. El dominio del país asiático tiene consigo una historia de quiebras de empresas de otros países como Q-cell en Alemania, que no han podido competir contra la producción alcanzada por la nación oriental. Hoy en día, la industria de estos proveedores ya se encuentra en una etapa madura y con una gran oferta, por lo que la competencia se centra en la búsqueda de productos que permitan reducir costos y con ello poder competir en precios frente a los requerimientos de los clientes. Lo anterior, claramente disminuye el poder de negociación que los fabricantes de paneles pueden tener, respecto a sus demandantes.

A continuación, se presentan las diez manufactureras de módulos PV, más importantes, a nivel mundial durante el año 2015.

Tabla 26: Principales manufactureras de módulos PV, a nivel mundial, durante el año 2015 (Fuente: Renewable Energy World, 2016)

Fabricante	Tecnología	Ubicación de la fábrica
Trina Solar	c-Si	China/Holanda
JA Solar	c-Si	China/Malasia
Hanwha Q-cells	c-Si	China/Alemania/Malasia/Corea del Sur
Canadian Solar	c-Si	China
First Solar	CdTe/c-Si	USA/Malasia
Jinko Solar	c-Si	China/Malasia
Yingli Solar	c-Si	China
Motech Solar	c-Si	Taiwan/China
NeoSolar	c-Si	Taiwan/China
Shungfeng-Suntech	c-Si	China/USA (Suniva investment)

Otro aspecto a considerar en los proyectos de Energía, se refiere a la relación que existe con los distintos proveedores con que se ha trabajado, al prestigio de éstos y a su

experiencia, lo que en suma, entrega puntos claves al momento de decidir entrar a la industria en cuestión.

La fase de construcción, presenta proveedores que tienen distintos alcances. En primer lugar, están las empresas de Ingeniería, que deben realizar el diseño, fundamentalmente, de cuatro grandes áreas: obras civiles, mecánicas, eléctricas y de telecomunicaciones, del parque fotovoltaico y de sus salas de operación y control. Es así, como el diseño debe contemplar el dimensionamiento del terreno, la capacidad total de potencia instalada del parque, la selección de las protecciones eléctricas a fin de mantener la continuidad y calidad de servicio, de acuerdo a lo establecido por la Norma Técnica (CNE, s.f.), dimensionamiento de los equipos de Media y Alta Tensión y de los conductores a emplear para la transmisión de la energía, además del dimensionamiento y disposición de las salas eléctricas, entre otros. En Chile, existe una importante cantidad de empresas de Ingeniería especializadas en estos requerimientos, tales como Siemens, ABB, Dessau, Inproelec, Esinel, SDI, IMA, Relay, entre otras.

Por otra parte, las empresas que proveen los equipos y los servicios de instalación y puesta en marcha, tienen un nivel tan especializado, que el conocimiento que poseen les otorga un buen poder de negociación.

Entonces, revisando la oferta de los proveedores, es posible apreciar que son aquellos que entregan proyectos del tipo EPC (llave en mano), los que pueden tener una flexibilidad mayor en sus precios a la hora de negociar con la empresa solicitante del servicio, versus empresas que se dedican a un aspecto exclusivo de la construcción. En este sentido, las empresas dedicadas a EPC, son las que poseen un mayor poder de negociación frente a sus clientes.

Para observar el real poder de negociación de los proveedores, a continuación se analizan los principales focos, en que se debe poner atención.

4.5.1.3.1. Nivel de concentración del sector con el que comercializa el proveedor

Revisando las conclusiones del apartado 4.5.1.1.2, se observa que la concentración en la industria de la generación eléctrica, específicamente, entre generadoras fotovoltaicas, es baja, debido a la existencia de un número considerable de firmas, que presentan características similares. Sin embargo, es importante aclarar que la necesidad de los paneles se da en la fase de construcción del proyecto, tendiendo a cero la demanda de los paneles (salvo por reemplazos forzados) luego de la puesta en servicio del parque generador.

Por lo anterior, el nivel de concentración de la industria de generación fotovoltaica, no se traduce en un mayor poder de negociación de los proveedores de los módulos.

La condición antes descrita es aplicable a todos los proveedores mencionados al comienzo de este apartado, vale decir empresas de Ingeniería y Construcción.

4.5.1.3.2. Nivel de diversificación del negocio de los proveedores

Las empresas que proveen los equipamientos a las generadoras, tienen en su gran mayoría una condición de firmas multinacionales, por lo que si bien su negocio es acotado en cuanto a producto, no lo es en cuanto a alcance geográfico, dado que tienen participación en numerosos proyectos a nivel mundial. Además, estas empresas suministran paneles tanto a nivel industrial, domiciliario, como para los grandes proyectos de generación.

Ahora bien, el nivel de utilidades que le generan los diferentes sectores a los que atiende presentan diferencias considerables, por lo que al momento de competir por el suministro y servicios de proyectos de gran envergadura, como los que se están dando en Chile, el hecho de perder esos contratos resiente mucho su meta financiera.

Entonces, se puede indicar que el grado de diversificación del negocio no les permite a los proveedores, contar con un gran poder de negociación frente a los dueños de los parques fotovoltaicos.

4.5.1.3.3. Nivel de costos para una firma que desea cambiar de proveedor

Una vez adjudicado el contrato por el suministro de equipos y/o servicios, resulta muy difícil que la empresa mandante (generadora) termine el contrato y cambie de proveedor. Esta condición se observa principalmente cuando hay incumplimiento de las bases en aspectos como calidad, tiempos de entrega o ejecución, prácticas no apegadas a la ética, compliance o integrity.

Además, los proveedores representan un papel fundamental en la correcta ejecución del proyecto, ya que por lo general, están en la ruta crítica de ésta, lo que le otorga un mayor poder, por lo que se deben establecer eventuales multas por no cumplimiento de los contratos.

Entonces, en una condición normal de comportamiento de la empresa contratada, la probabilidad de que sea reemplazada es muy baja, dado los costos que ello acarrea a la generadora, por lo que esta situación influye considerablemente en el poder de negociación que el proveedor pueda tener con el mandante.

Lo mismo ocurre en la etapa de operación de la planta fotovoltaica, donde por lo general el mantenimiento se realiza a través de contratos con terceros, con duración definida y sujetos a renovación, de acuerdo a lo observado en las centrales generadoras existentes.

4.5.1.3.4. Nivel de diferenciación de los productos ofrecidos por el proveedor

Actualmente, el nivel de diferenciación de los productos es muy bajo, ya que con algunos matices, todos presentan muy similares características, rendimientos y factores de planta.

La diferenciación más importante, considerando que los elementos cumplan con las necesidades del cliente, radica principalmente en el precio que los oferentes están dispuestos a entregar, lo que claramente le resta poder de negociación con éstos, más aún cuando se ha visto como el precio de los paneles fotovoltaicos ha ido disminuyendo.

Desde el punto de vista de los servicios requeridos, tales como Ingeniería y Puesta en Servicio, existe una amplia variedad de empresas en el mercado, que pueden cumplir con trabajos con una buena calidad. Ahora, la diferencia principal al igual que en el caso anterior, radica en el precio de oferta, donde claramente empresas como ABB, Siemens, Schneider, Alsthom, corren con ventaja al poder ofrecer un conjunto de equipos y servicio, versus empresas como por ejemplo Dessau, Esinel, IMA, que sólo pueden ofrecer servicios como Ingeniería e Inspección, pero no equipos ni pruebas a éstos, por no tratarse de fabricantes.

4.5.1.3.5. Existencia de sustitutos del producto ofrecido por el proveedor

En lo que se refiere a los componentes principales de una planta fotovoltaica como son los paneles PV y los inversores, no existen sustitutos para éstos, que puedan cumplir con los factores de planta que hoy se ofrecen en el mercado.

Dentro de los equipos eléctricos primarios de Alta Tensión, actualmente éstos pueden ser del tipo AIS (aislados en Aire) o GIS (aislados en SF6), pero ambos tipos son suministrados por los mismos proveedores, así que desde un punto de vista práctico, las opciones de tecnología no marcan la diferencia entre un proveedor u otro. Además, en los dos tipos de equipos se deben cumplir con las especificaciones técnicas y normativas vigentes en el país, lo que acota aún más las características del producto y la posibilidad de que puedan aparecer sustitutos.

4.5.1.3.6. Amenaza creíble de integración de proveedores a la industria de la generación fotovoltaica

Existe el riesgo de que pueda ocurrir una integración hacia adelante, como lo que ha realizado la empresa Sunedison en Chile, donde no sólo se ha dedicado al suministro de paneles a un cliente particular, sino que ha sido el inversionista y ha construido ya cuatro parques fotovoltaicos, como son Amanecer Solar CAP, ubicada en el desierto de Atacama, San Andrés en Copiapó, María Elena en Antofagasta y Javiera en Atacama, las cuales posteriormente ha vendido. Ahora, en este caso particular, de acuerdo a lo observado, Sunedison no busca convertirse en la generadora, pero en caso que otra empresa realizase la misma integración y se convirtiera en la administradora de la planta, claramente presentaría

una ventaja competitiva frente a las otras compañías. Esto está muy relacionado con la amenaza de nuevos competidores, tratado anteriormente.

Lo anterior implica que la amenaza de que los proveedores, se integren a la industria de la generación fotovoltaica es alta.

4.5.1.3.7. Resumen del poder de negociación de los proveedores

Si se toman en cuenta los puntos tratados, es posible resumir el nivel de poder que tienen los proveedores frente a las empresas de generación fotovoltaica, de una manera muy gráfica, a través de una tabla de evaluación, cuya escala contempla valores desde 1 a 5, siendo 1, el valor más cercano a la clasificación "Baja" y 5 a la categoría de "Alta".

Tabla 27: Resumen del poder de los proveedores (Fuente: Elaboración Propia)

	Poder de proveedores						
Parámetro medido	**Nivel I**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Nivel II**
Nivel de concentración del sector con el que comercializa el proveedor	Baja		X				Alta
Nivel de diversificación del negocio de los proveedores	Baja			X			Alta
Nivel de costos para una firma que desea cambiar de proveedor	Baja					X	Alta
Nivel de diferenciación de los productos ofrecidos por el proveedor	Baja	X					Alta
Existencia de sustitutos del producto ofrecido por el proveedor	Baja					X	Alta
Amenaza creíble de integración de proveedores a la industria de la	Baja				X		Alta
Nivel de parámetro medido:							
1: Muy Bajo **2: Bajo**			**3: Normal** **4: Alto**				**5: Muy alto**

4.5.1.4. Amenaza de servicios sustitutos.

Si bien es cierto, no existe un sustituto para la generación de energía eléctrica, si es posible separar la forma en que se produce, ya sea por medio de fuentes renovables de energía o no renovables, también conocidas como convencionales, siendo los primeros candidatos a ser sustitutos perfectos de los parques fotovoltaicos, mientras que los segundos aspiran a ser sustitutos imperfectos.

4.5.1.4.1. Generadoras eléctricas de tipo ERNC (Sustituto perfecto)

Las fuentes de generación por medio de ERNC, excluyendo la que emplea la energía solar, a través de paneles fotovoltaicos, constituyen una alternativa a ser considerada, cuando se piensa en adjudicar proyectos de suministros de energía. Respecto a esto, el sustituto que presenta una mayor amenaza para la generación fotovoltaica es la eólica. Ambos tipos de energías presentan condiciones similares, como el hecho de no generar energía en forma permanente, requiriéndose para este fin, acumuladores, los que encarecen el proyecto. Sin embargo, las condiciones requeridas en el lugar para instalar una planta fotovoltaica o un parque eólico, en gran parte del territorio nacional difieren, así por ejemplo, para el segundo caso, es posible encontrar zonas adecuadas en la mayoría de las regiones que incorporan el SIC y el SING, de acuerdo a Santana, Ch (2014), salvo en el territorio de las Regiones de Arica y Parinacota y de Tarapacá, donde no se reúnen las condiciones para que éstas puedan ser instaladas, pero en su lugar, si existen terrenos apropiados para la explotación de plantas fotovoltaicas. Además, el potencial de energía que se puede generar por medio de la radiación solar, es muy superior al originado por el uso del viento, tal como se ve en la siguiente tabla.

Tabla 28: Potencial disponible de energías renovables sin superposición entre fuentes de energía, con factor de planta superior o igual a 0,3 (Fuente: Santana Ch, 2014)

Región o zona	Potencial disponible								Cartera de proyectos eólicos		Total
	CSP		PV con seguimiento (1 eje)		Hidroeléctrico		Eólico				
	(MW)	f.p.	(MW)	f.p.	(MW)	f.p.	(MW)	f.p.	(MW)	f.p.	(MW)
De Arica y Parinacota	6.311	0,51	36.647	0,32							42.958
De Tarapacá	136.085	0,51	168.098	0,32							304.182
De Antofagasta (sin Taltal)	390.476	0,53	883.651	0,33			2.622	0,32	240	0,37	1.276.988
Taltal (interior)							11.479	0,36	99	0,41	11.578
De Atacama	15.607	0,51	171.707	0,34			86	0,34	533	0,34	187.933
De Coquimbo			3.240	0,31			389	0,36	777	0,35	4.406
De Valparaíso			64	0,30	104	0,75					168
Metropolitana de Santiago					840	0,65					840
Del L. B. O'Higgins					722	0,61	75	0,34			798
Del Maule					2.127	0,55					2.127
Del Biobío					3.152	0,62	4.581	0,33	419	0,32	8.152
De La Araucanía					1.828	0,66	1.933	0,33	407	0,38	4.169
De Los Ríos					2.610	0,67	2.863	0,35	51	0,39	5.524
De Los Lagos (sin Chiloé)					1.025	0,64	3.770	0,36			4.795
Isla Grande de Chiloé					63	0,66	9.678	0,34	428	0,39	10.169
Total	**548.478**	**0,52**	**1.263.407**	**0,33**	**12.472**	**0,63**	**37.477**	**0,34**	**2.975**	**0,36**	**1.864.809**

En forma particular, en el Informe de Santana Ch (2014), es posible encontrar una estimación del potencial solar, para un parque fotovoltaico con paneles montados en estructuras con y sin seguimiento, el cual es presentado en la siguiente tabla.

Tabla 29: Potencial solar estimado, para configuraciones PV fija y con seguimiento en un eje, (Fuente: Santana Ch, 2014)

Región	Arreglo fijo		Arreglo con seguimiento	
	Superficie (ha)	Capacidad (MW)	Superficie (ha)	Capacidad (MW)
De Arica y Parinacota	104.015	20.803	205.024	41.005
De Tarapacá	309.163	61.833	1.055.670	211.134
De Antofagasta	4.995.313	999.063	6.003.064	1.200.613
De Atacama	769.467	153.893	920.363	184.073
De Coquimbo	11.442	2.288	16.201	3.240
De Valparaíso	117	23	319	64
Metropolitana de Santiago				
Del L. G. Bernardo O´Higgins				
Del Maule				
Del Biobío				
De la Araucanía				
De Los Ríos				
De Los Lagos				
Total	**6.189.517**	**1.237.903**	**8.200.641**	**1.640.128**

Desde un punto de vista de la densidad de potencia instalable, el estudio realizado por Santana Ch, (2014) arroja como resultado que es requerido entre 10 a 30 hectáreas para instalar 1 MW de potencia eólica, dependiendo de la zona, lo que es ciertamente superior a las 5 hectáreas necesarias, para un parque fotovoltaico, de igual capacidad de planta, de acuerdo a lo expuesto en el mismo informe.

Como consecuencia de lo anterior, es posible ver como el aumento de potencia instalada de tipo fotovoltaica, en los últimos tres años, supera todas las otras fuentes de energía renovables.

Entonces, pese a que la participación en la industria muestre que la energía eólica puede representar una alta amenaza para la generación fotovoltaica, la realidad es que tiene una fuerza de sustitución relativamente baja. A su vez, otras fuentes de ERNC que brindan energía limpia, como biogás e hidroelectricidad de pequeña escala (menor a 20MW), presentan una menor amenaza, explicada por la misma discrepancia al momento de enfrentar los requerimientos entre las generadoras, de acuerdo a lo expuesto por Soto (2013). Por otra parte, el grado de inversión que presentan otras energías renovables, es más elevado, que el de una planta fotovoltaica, si se lleva a US$/kW, tal como ha sido presentado en la sección que aborda la rivalidad, entre competidores existentes.

4.5.1.4.2. Generadoras eléctricas de tipo convencional (sustituto imperfecto)

Desde el punto de vista de las energías convencionales, éstas tienen como principal ventaja que "brindan energía constante y a un precio posiblemente más bajo al que obtendría por una solución en base a tecnología fotovoltaica" (Soto, 2013), lo que les permite participar por un mayor suministro de energía hacia los distintos clientes, aspirando con ello a ingresos más elevados. Respecto a este punto, vale la pena aclarar que solamente los proyectos de generación térmica, basadas en gas natural y combustible diesel presentan una inversión menor, a la de un parque fotovoltaico.

Sin embargo, las centrales de tipo convencional, no poseen el carácter de energía limpia y es por esto que no han sido consideradas como sustitutos perfectos.

Por otra parte, no es desconocida la escasez de gas natural que Chile tiene y que debe suplir con importaciones desde otros países de la región, lo que en los últimos años ha presentado serios problemas que tienen como origen conflictos de carácter principalmente políticos.

Como complemento a lo anterior, en los antecedentes generales de este trabajo, se presenta la proyección del precio de los diferentes combustibles, empleados para la generación de energía eléctrica, lo que arroja resultados que dan cuenta de un aumento en el valor de este driver. Lo anterior, también es un reflejo de la realidad a nivel nacional, que es presentada en el Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031, elaborado por el Departamento de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía.

A continuación, se presentan las curvas que dan cuenta del comportamiento esperado del precio de los combustibles, empleado para la fijación de los precios de nudo.

Gráfico 35: Precio crudo Brent, valores AEO 2016 y proyección corregida (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016)

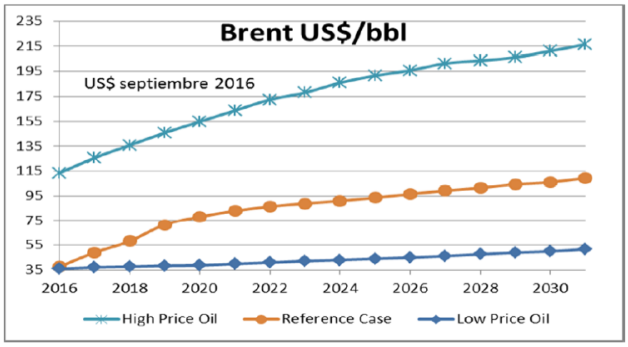


Gráfico 36: Precio crudo WTI, valores AEO 2016 y proyección corregida (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016)

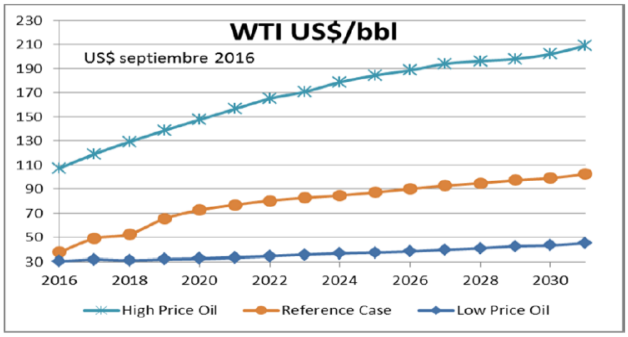


Gráfico 37: Precio de paridad proyectados para carbón (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016)

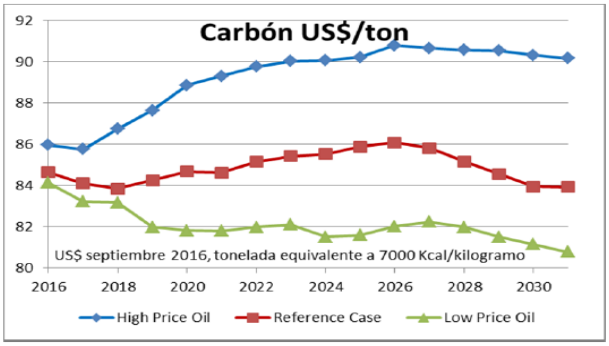
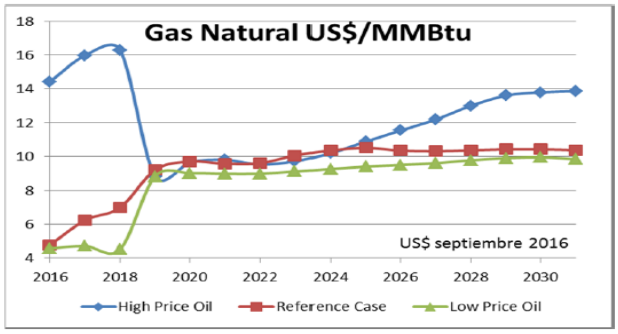


Gráfico 38: Proyección de precios de gas natural puesto en Chile (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016)



Es posible ver que salvo el caso del carbón, los demás combustibles presentan alzas en su precio, lo que obviamente genera un aumento en los costos operacionales de las centrales térmicas e hidráulicas (en su fase de extracción de vapor de agua, para mover las turbinas).

Ahora, si se piensa en la operación del Coordinador Eléctrico Nacional, que decide la inyección de energía al sistema desde uno u otro punto, su criterio básico es priorizar el menor costo para el sistema, por lo que una vez en servicio, las plantas fotovoltaicas son muy buenos candidatos, dado su bajo costo de operación, al no requerir de mayores insumos para su producción. Además, se debe considerar el hecho de que el suministro de energía a las distribuidoras para clientes regulados, se da a través de la adquisición de un contrato por bloque de energía, lo que como ya ha sido revisado presenta una ventaja altísima para la compañía generadora, versus los posibles sustitutos.

4.5.1.4.3. Resumen de amenaza de servicios sustitutos

De acuerdo a los antecedentes revisados, respecto al grado de amenaza que representan los sustitutos, tanto perfectos como imperfectos, es posible llevar los resultados, de manera más explícita, a una tabla, la cual contempla como criterio de evaluación, un rango entre 1 y 5, siendo 1 el valor más cercano a la designación “Baja”, mientras que 5 es el grado más alto de amenaza, de acuerdo al parámetro evaluado.

Tabla 30: Resumen de la amenaza de sustitutos (Fuente: Elaboración Propia)

	Amenaza de sustitutos						
Parámetro medido	**Nivel I**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Nivel II**
Disponibilidad de sustitutos	Baja			X			Alta
Costos de cambio del usuario	Baja				X		Alta
Precio del valor sustituto	Baja		X				Alta
Existencia de contratos de suministro	Baja	X					Alta
Nivel de parámetro medido:							
1: Muy Bajo			**3: Normal**				**5: Muy alto**
2: Bajo			**4: Alto**				

4.5.1.5. Poder de negociación de los clientes.

Un aspecto importante a destacar, es que hoy, las distribuidoras que abastecen a los clientes regulados, poseen áreas de operación y mantenimiento, que tienen un alto conocimiento técnico, acerca de sus instalaciones eléctricas, tanto en equipos primario, como secundarios, lo que convierte al cliente en un ente exigente, que conoce los estándares de calidad de servicio, establecidos en la normativa chilena.

Sin embargo, desde un punto de vista de la negociación por el precio de suministro, el poder que tiene el cliente es más bien reducido, dado que la fijación de éste, resulta de la licitación que la autoridad lleva a cabo, por lo que el valor que debe pagar la empresa distribuidora por la facturación de energía recibida, corresponde a la mejor oferta presentada en el concurso.

Complementando lo anterior, se puede establecer que la distribuidora, obtiene sus ingresos, fruto de cobrar el precio de la generadora más el uso de sus instalaciones sobre la energía efectivamente vendida a los clientes regulados, quienes tampoco tienen la posibilidad de negociar la reducción del valor de su factura.

4.5.2. Análisis del Mercado

El análisis PEST(A) cuenta con 5 factores relevantes que deben ser tratados, los cuales son: Político, Económico, Social, Tecnológico y Ambiental, que definen el Macroentorno, en que se sitúa la organización, de acuerdo a lo planteado por Rubin-de-Celis (2015).

4.5.2.1. Factores Políticos y legales

Dentro de estos factores, destaca el hecho de la firma de un Decreto Supremo, por parte de la Presidenta Bachelet, durante el año 2016, para aprobar la nueva estrategia a largo plazo en el sector de energía, con lo que se da el vamos a un proyecto que busca entre otras metas asegurar que el 70% de la generación eléctrica nacional, provenga de ERNC y que el 100% de las instalaciones tengan de control de energía, para el año 2050, de acuerdo a lo manifestado por el Ministerio de Energía.

Es importante señalar, que para el sector energético, existen diversas entidades que regulan la continuidad y calidad de éste, tales como son la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante SEC), Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), correspondiente a los Ex Centro de Despacho Económico de Carga (en adelante CDEC) del SIC y del SING, la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE) y por supuesto el Ministerio de Energía.

Respecto a lo anterior, es posible encontrar la ley 20.257, correspondiente a la Ley General de Servicios Eléctricos (GSE), donde se establece la obligación de suministro de energía por las generadoras, distinguiendo entre los diferentes tipos de ERNC.

Además, se cuenta con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, donde se establecen entre otros puntos, los requerimientos para las instalaciones de unidades generadoras convencionales, así como de ERNC, incluyendo la generación por parques fotovoltaicos. Lo anterior, da luces del equipamiento que debe ser considerado a la hora de realizar el estudio de factibilidad, de forma de asegurar que una vez en operación, la planta puede cumplir con dichos requisitos.

Como se puede apreciar, un aspecto favorable para el proyecto en estudio, es que actualmente, se están adaptando las normas existentes, en cuanto al suministro de energía eléctrica, para el uso de ERNC, lo que permite reducir, el factor de incertidumbre en cuanto a la normativa imperante en Chile.

Aspectos de la legislación, referentes a temas tributarios, serán tratados más adelante, aun cuando resulta claro que tópicos como la Reforma Tributaria, no tan sólo

alcanzan un aspecto económico, sino que también revisten un alto componente político, los que pueden incidir en la decisión de inversión, por parte de entidades privadas.

4.5.2.2. Factores Económicos

Dentro de las variables relevantes, que determinan la importancia de los factores económicos en el macroentorno, se destacan de los propuestos por Rubin-de-Celis (2015) los siguientes:

a) Tasas de interés

b) Tasas de inflación

c) Tipo de cambio

d) Tasas impositivas

De estos puntos, se centra la atención en las tasas impositivas, dada la contingencia de la Reforma Tributaria en Chile, que se encuentra en plena etapa de implementación y en donde han sido detectadas cinco tasas que son aplicables a proyectos de ERNC, de acuerdo a lo presentado por Servert et al. (2014), los cuales son:

i) Impuesto al comercio exterior (en adelante CE). Es un impuesto indirecto que grava sobre las importaciones. La tarifa es calculada como 6% de la suma de costos de los bienes, asegurando valor de la prima y del flete. Muchos países han firmado tratados de libre comercio con Chile, lo cual contempla exenciones parciales o totales de este impuesto.

ii) Impuesto al valor agregado (IVA). Es un impuesto indirecto aplicado sobre el consumo. Las compañías actúan como recaudadoras de este impuesto, haciendo un balance entre las cantidades pagadas y recuperadas por concepto de IVA, con el gobierno. El valor de este impuesto a la fecha es de un 19%.

iii) Impuesto a las Utilidades (Impuesto de 1° categoría). Es un impuesto directo aplicado sobre los ingresos obtenidos por compañías comerciales, industriales, mineras y de servicios. Este impuesto es aplicado sobre la base de los beneficios netos obtenidos por la compañía. En Chile, la tasa de impuesto de primera categoría desde el año 2017 y los años

venideros, tiene el valor de un 25% sobre la renta de la empresa. Consecuente con lo anterior, es que todas las estimaciones y cálculos a realizar en el presente desarrollo se llevan a cabo bajo esta tasa impositiva.

iv) Impuesto de Patente Comercial. Es un impuesto directo a favor de las municipalidades, que debe ser pagado por las compañías que desarrollan actividades comerciales o industriales en el territorio de dicha municipalidad. La cantidad anual se calcula sobre la base del capital social de la empresa, con un rango que va desde el 0,25% a 0,5% a discreción del municipio, teniendo un límite de 8.000 Unidades Tributarias mensuales al año.

v) Impuesto Adicional. Es un impuesto directo, gravado en la misma base que el impuesto de primera categoría, pero que se aplica a personas naturales o jurídicas, sin domicilio ni residencia en Chile, cuando el ingreso percibido por éstas, se envía al extranjero. La tasa impositiva es de un 35%, sin embargo los importes ya pagados sobre los mismos ingresos percibidos por una compañía son descontados, vale decir el impuesto de primera categoría es deducido del impuesto adicional.

4.5.2.3. Factores Sociales y Ambientales

Este análisis incluye las variables sociales que pueden afectar a la realización del proyecto, donde de acuerdo a la experiencia de los últimos años, un elemento detonador de la expresión social radica en temas medioambientales.

Conforme a lo anterior, en los últimos años es posible apreciar como los movimientos sociales han cobrado fuerza, convirtiéndose en un agente influyente en la toma de decisiones respecto a diversas áreas de la contingencia nacional. Es así, que para el caso de proyectos eléctricos, han logrado dar marcha atrás a su implementación, siendo el caso más emblemático el proyecto de HidroAysén, caso que será empleado para dimensionar el impacto de los factores sociales, presentando algunas conclusiones extraídas de la memoria anual de HydroAysén 2015 (s.f.):

"El 10 de Junio de 2014 el Comité de Ministros informó a través de un comunicado de prensa, que acordó revocar la RCA otorgada a HidroAysén en mayo de 2011"

(HidroAysen, s,f,). HidroAysén por su parte, "recurrió ante los Tribunales Ambientales para revertir la arbitraria e ilegal situación creada por el Comité de Ministros, recursos que actualmente están siendo conocidos de manera conjunta por el Tribunal Ambiental de Santiago" (HidroAysén, s,f,).

Respecto de la solicitud de derechos de agua que HidroAysén tramita desde el año 2007, "el 21 de Enero la Dirección General de Aguas (DGA) rechazó, luego de más de siete años de tramitación, más de la mitad de los derechos de agua solicitada por HidroAysén" (HidroAysén, s,f,).

"A raíz de las decisiones del Comité de Ministros y de la Dirección General de Aguas, que están siendo reclamadas ante las instancias judiciales respectivas, los accionistas de la Sociedad, resolvieron a fines de Enero de 2015, contabilizar en sus respectivos estados financieros una provisión por el deterioro de su participación en HidroAysén, superior a los US$ 100 millones cada uno" (HidroAysén, s,f,).

De lo expuesto anteriormente, resulta clara la forma en que se entrelaza el poder de los factores sociales con los factores políticos, lo que explica el hecho de que si bien se realiza un análisis PESTA, resulta extremadamente difícil aislar las fuerzas completamente.

Además, se puede concluir de este caso, el impacto que tiene el factor social en la culminación de un proyecto, que se traduce en una pérdida no sólo de imagen, sino que también económica, dado que las organizaciones, por lo menos ya han incurrido en costos de estudio de factibilidad.

4.5.2.4. Factores Tecnológicos

Los avances tecnológicos claramente influyen en el Macroentorno de las organizaciones. Es así, que empresas que logren mejores resultados, en su área de Investigación y Desarrollo, logran tener una ventaja competitiva sostenible en el mercado, por lo que debe formar parte de la estrategia de la empresa, de acuerdo a lo planteado por Rubin-de-Celis (2015). A nivel nacional, la mayor parte de la tecnología proviene desde el extranjero, en materia de proyectos de energía eléctrica, siendo principalmente desarrollada en Estados Unidos, como es el caso de General Electric, en Europa, principalmente en

Alemania con Siemens y en Suecia y Suiza con ABB, entre otras marcas, que son empleadas de preferencia a nivel nacional. Además, tal como ya ha sido revisado, los principales desarrollos en materia de paneles fotovoltaicos provienen desde China, existiendo una búsqueda en la reducción de costos de fabricación y con ello un menor precio de oferta.

Las tecnologías asociadas con la generación de energía fotovoltaica, se encuentra en pleno desarrollo, con proyectos complementarios, que por ejemplo buscan asegurar una continuidad de suministro de energía, a través de acumuladores, que aún presenta un elevado costo para su adquisición en nuevos proyectos, pero que respecto a años anteriores ha logrado reducir su precio, lo que hace pensar que dentro de algunos años, este avance tecnológico logre convertirse en una pieza fundamental, cuando se piense en la generación de este tipo de energía, de acuerdo a lo expuesto en la última presentación del Portfolio de Energy Management de Siemens, desarrollada el 02 de Mayo de 2016, a la cual el autor asiste.

4.6. Involucrados

Es un hecho que la idea de suministrar energía a los clientes regulados, afecta a la población en su totalidad, ya que con la inclusión de nuevas fuentes de electricidad, la competencia en el rubro se torna más exigente, lo que trae consigo el trade off entre sus beneficios y costos, para la sociedad en su conjunto.

Es así, que en esta sección, se identifican, describen y analizan los actores que tienen relación con las diferentes fases del ciclo de vida del proyecto. Se establece si para el desarrollo del parque fotovoltaico tienen un rol externo o interno a éste, entendiendo que esta clasificación se refiere a si son agentes activos o colaboradores, fiscalizadores u observadores del desarrollo del mismo.

4.6.1. Identificación de los interesados

4.6.1.1. Fase de inicio

Es un requerimiento de la autoridad, que toda compañía que participe en el proceso de licitación de un contrato de suministro de energía, debe estar constituida con sede en Chile, por lo que la fase de inicio reconoce esta actividad como primordial.

De esta forma, los interesados en esta fase son:

- Servicio de Impuestos Internos

- Municipalidades

- Conservador de Bienes raíces

- Socios que constituyen la empresa

- Consultores legales

4.6.1.2. Fase de licitación

Como ya se ha explicado anteriormente, el proceso de licitación es llamado por el Ministerio de Energía, luego que en conjunto con la Comisión Nacional de Energía, realicen proyecciones de demanda de energía, resultantes de los datos otorgados por las empresas distribuidoras del país. Luego, un conjunto de firmas participan con sus ofertas por la adjudicación del contrato. Para lo anterior, deben realizar un Estudio de Prefactibilidad que le permita establecer un precio de participación y que dé cumplimiento de las bases estipuladas en el proceso, lo que corresponde a la fase de Anteproyecto o Preinversión, donde se establece la Ingeniería Conceptual y Básica del Proyecto y las Fuentes de Financiamiento que se emplean para llevar a cabo la obra.

De esta forma, los interesados en esta fase son:

- Ministerio de Energía

- Comisión Nacional de Energía

- Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica

- Consultoras legales

- Empresas de Ingeniería

- Entidades Bancarias

- Corporaciones de Inversión Privada

4.6.1.3. Fase de Planificación

Una vez adjudicado el contrato por el servicio de bloque de energía, se comienza con la planificación del proyecto, donde destaca el inicio de actividades como la Ingeniería de detalle, las adquisiciones de equipos y la obtención de los permisos para la implementación del parque fotovoltaico, siendo en este último caso, donde se integran nuevos actores, que principalmente velan por el cumplimiento de aspectos relacionados con el medio ambiente y el cuidado de sitios arqueológicos. Respecto a estos interesados, es muy importante reconocerlos e involucrarlos en el proyecto, desde una etapa temprana, porque de lo contrario el poder que éstos ejercen, puede tener resultados muy dañinos en el trascurso del proyecto, llegando a casos tan extremos como el de HydroAysén, citado anteriormente.

Para no caer en irregularidades, la generadora debe considerar para su localización, ciertas condiciones territoriales, de forma de no crear conflictos con los habitantes de las zonas cercanas. Coherente con lo anterior, Santana Ch (2014) establece algunas medidas mínimas, que se debiesen cumplir para llevar el proyecto en armonía con las comunidades.

Tabla 31: Restricciones territoriales mínimas para proyectos de ERNC (Fuente: Santana Ch, 2014)

Factores	Eólico	Solar - fotovoltaico	Solar - CSP	Hidroeléctrico
Factor de planta	Inferior a 0,3	Con seguimiento: < 0,3 Fijo: < 0,24	Con almacenamiento de 7,5 horas: < 0,5	Inferior a 0,5
Altitud (msnm)	> 3.000 Reg. XV a II > 2.000 para el resto	-	-	-
Pendiente	>15°	> 10° exposición norte > 4° para el resto	> 1,8°	-
Frecuencia de viento igual o superior a 15 m/s	-	-	0,5%	-
Distancia a centros urbanos	< 1.000 m	< 500 m	< 500 m	-
Distancia a centros poblados	< 500 m	< 500 m	< 500 m	-
Distancia a ríos, esteros y cuerpos de agua	< 300 m	< 300 m	< 300 m	-
Zonas protegidas	SNASPE, santuarios de la naturaleza, y sitios bajo Convención Ramsar	SNASPE, santuarios de la naturaleza y sitios bajo Convención Ramsar	SNASPE, santuarios de la naturaleza y sitios bajo Convención Ramsar	Parques nacionales y sitios bajo Convención Ramsar
Línea de costa	< 100 m	< 100 m	< 100 m	
Líneas férreas, red vial y sendero de Chile	< 60 m	< 60 m	< 60 m	< 60 m
Zonas agrícolas de las regiones XV a la IV	-	Existencia de zonas de esas características	Existencia de zonas de esas características	-
Zonas reservadas para proyectos eólicos por MBN	-	Existencia de zona reservada	Existencia de zona reservada	-
Densidad de potencia instalable	Entre 10 y 30 ha/MW (depende de la zona)	5 ha/MW	4 ha/MW	-
Área continua que cumple los factores o potencia mínima	50 MW	15 ha (3 MW)	200 ha (50 MW)	-

Al respecto, toma protagonismo el Ministerio de Medio Ambiente, dado los permisos y estudios que deben aprobar previo a la ejecución del proyecto.

En esta fase, ya se está en condición de realizar las órdenes de compra con las diferentes empresas, que participan posteriormente en: la construcción de la planta, el suministro de equipos, las pruebas, la conexión al Sistema Eléctrico Nacional y la puesta en servicio del nuevo parque fotovoltaico. Entonces, con el fin de establecer la comunicación entre todas las partes involucradas, se deben establecer los equipos de trabajo y sus responsabilidades, acotando los tiempos de ejecución de las diferentes tareas.

- Ministerio de Energía

- Comisión Nacional de Energía

- Ministerio del Trabajo y Previsión Social

- Ministerio del Medio Ambiente

- Comunidades cercanas a la planta fotovoltaica

- Medios de Comunicación

- Empresa de Ingeniería y Estudios

- Consultores de Prevención de Riesgos y Medio Ambientales

- Ministerio de Bienes Nacionales

- Consultores legales

- Empresas contratistas de construcción y montaje

- Empresas proveedoras de equipos

- Corporaciones de Inversión Privada

4.6.1.4. Fase de Ejecución y control

Alcanzada esta fase, se comienza con la ejecución de los trabajos en terreno, de acuerdo a la programación diseñada en la etapa de planificación, de forma de culminar de acuerdo al alcance, tiempo, costos y calidad, contemplados por la dirección del proyecto.

Las actividades que acá se desarrollan, están vinculadas a la construcción de la planta, a los trabajos más especializados, a la Inspección Técnica y Fiscalización de la obra.

Conforme a lo anterior, los interesados en esta fase son:

- Comisión Nacional de Energía

- Coordinador Eléctrico Nacional

- Ministerio del Trabajo y Previsión Social

- Comunidades cercanas a la planta fotovoltaica

- Medios de Comunicación

- Empresa de Ingeniería y Estudios

- Empresas contratistas de construcción y montaje

- Empresas proveedoras de equipos

- Empresa de Inspección Técnica de Obra

- Corporaciones de Inversión Privada

- Consultores legales

- Consultores de Prevención de Riesgos y Medio Ambientales

4.6.1.5. Fase de Operación de la planta

Cuando el parque fotovoltaico entra en operación, el número de interesados disminuye considerablemente, quedando acotado principalmente a los entes que a continuación se mencionan.

- Empresa generadora fotovoltaica contratada

- Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica

- Comisión Nacional de Energía

- Coordinador Eléctrico Nacional

- Empresas de Mantenimiento

- Clientes regulados

- Corporaciones de Inversión Privada

- Consultores de Prevención de Riesgos y Medio Ambientales

4.6.2. Descripción, análisis y grado de relación de los interesados con el proyecto.

En esta sección, se describe cada uno de los interesados, identificados anteriormente, estableciendo su impacto en el proyecto y las estrategias para abordarlos.

4.6.2.1. Clientes regulados

Son los consumidores finales de la energía que genera el parque fotovoltaico, los cuales no tienen posibilidad de negociar el precio de la energía que reciben. Su importancia radica principalmente en la etapa de operación de la planta, dado los requerimientos de

continuidad de servicio. Sin embargo, no guardan una relación directa con ellos, toda vez que su trato es con las empresas distribuidoras. En este sentido, su influencia sobre el proyecto como tal, es de un nivel bajo y el interés que pudiese tener en la implementación de un parque fotovoltaico en el nuevo sistema eléctrico nacional no implica un desgaste para la empresa generadora.

De esta forma, para ilustrar el comentario anterior, se presenta una tabla que resume las tres matrices explicadas en el capítulo 3, específicamente en el apartado: Grado de Influencia de los involucrados y además entrega la estrategia que se debe tener al relacionarse con el Stakeholder.

Tabla 32: Estrategia de relación con los clientes regulados (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	1) Clientes regulados				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Operación de la planta fotovoltaica	Bajo	Bajo	1.1.1. Buena percepción del sector de energía, evaluada en encuestas	1.2.1. Mala percepción del sector de energía, evaluada en encuestas	Comunicación a través de medios de comunicación o redes sociales
Conclusiones:	Dado el bajo nivel de influencia, impacto e interés, no se deben tomar acciones especiales con este Stakeholder				

4.6.2.2. Comisión Nacional de Energía (CNE)

Este organismo tiene un carácter público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Es el ente que "regula el sector energético de Chile, para asegurar de manera permanente un desarrollo energético confiable, sustentable y con precios justos, buscando el bien común de la sociedad", de acuerdo a la misión que se expresa en su sitio web.

La relación que tiene esta institución con relación al proyecto, se da a lo largo de todo su ciclo, desde la fase de licitación por bloques de energía, hasta el final de su operación. Al ser el ente regulador, su interés, impacto e influencia en el proyecto tiene un nivel elevado.

Al igual que para el Stakeholder anterior, a continuación se presenta la tabla de estrategia a considerar, cuando se tenga relación con la CNE.

Tabla 33: Estrategia de relación con la CNE (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	2) Comisión Nacional de Energía				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Desde la fase de licitación hasta el final del ciclo de operación	Alto	Alto	2.1.1. No aplica	2.2.1. En caso de incumpliento normativo respecto a instalaciones eléctricas, puede retrasar o detener la puesta en servicio del proyecto	Verificar con especialistas y asesores legales que todas las bases del contrato sean cumplidas en cada fase del proyecto y que todo sea realizado conforme a la normativa técnica
Conclusiones:	La CNE vela por las buenas prácticas del sector eléctrico y en ese sentido, de llevar correctamente el proyecto, no se debiese generar un desfase con lo programado				

4.6.2.3. Comunidades cercanas a la planta fotovoltaica

Si bien es cierto, por la naturaleza del proyecto es difícil encontrar asentamientos cercanos al sitio de instalación del parque fotovoltaico y de las torres de Alta Tensión, la percepción que tenga la población respecto a la empresa tiene una gran relevancia, cuando se trata de evitar posibles conflictos. Es así, que involucrar a las personas de la zona, en el proyecto, con ofertas de empleo, realización de reuniones informativas y algunas acciones que permitan que la empresa sea sustentable con su entorno, son prácticas positivas de integración de la comunidad. Estas personas pueden agruparse en organizaciones como juntas de vecinos, clubes deportivos o alguna otra agrupación que no necesariamente tenga un carácter formal.

Tabla 34: Estrategia de relación con las comunidades cercanas a la planta fotovotaica (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	3) Comunidades cercanas a la planta fotovoltaica				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Desde la fase de licitación hasta el final del ciclo de operación	Alto	Alto	3.1.1. Buenas opiniones sobre la empresa en medios de comunicación	3.2.1. Generar manifestaciones que pudiesen retrasar el proyecto y crear una mala imagen de la empresa frente al país	Al entablar buenas relaciones con la comunidad, la imagen de la empresa puede mejorar y también se evita que existan retrasos por efecto de manifestaciones en contra del proyecto. La estrategia es hacer parte activa del proyecto a la comunidad, principalmente con generación de puestos de trabajo en la obra
Conclusiones:	Se debe tener un desarrollo sustentable del proyecto, prestando atención a las condiciones del entorno, de forma de poder tomar decisiones rápidas y a tiempo. No basta sólo con cumplir la ley.				

4.6.2.4. Consultoras legales

Resulta importante para la compañía, desde su etapa de formación, contar con asesorías legales que le ayuden a llevar a cabo los procesos de una manera más rápida y en cumplimiento con las leyes. En ese sentido, existen firmas que se dedican a asesorar los emprendimientos y a tratar temas relacionados a las obligaciones laborales y de contratación y negociación en proyectos.

Al respecto, se considera la colaboración y gestión de parte de una empresa externa, por lo que se debe contemplar reuniones de coordinación y revisión de status con el/los especialistas destinados para las distintas tareas.

Tabla 35: Estrategia de relación con las consultoras legales (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	4) Consultoras legales				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Fase de inicio	Alto	Alto	4.1.1. Gestión rápida de Escritura, Inscripción, publicación en diario oficial e Inscripción en el Conservador de Bienes Raíces	4.2.1. Gestión lenta de los requerimientos para la constitución de la firma	Reunión de programación, donde se fijen plazos de cumplimiento y se debe realizar seguimiento de éstos
Fase de licitación	Alto	Alto	4.1.2. Correcta revisión de las bases y realizar las consultas pertienentes	4.2.2. Revisión poco exhaustiva de las bases que deje temas con indefiniciones, que posteriormente repercutan en obras no consideradas por la generadora	Reunión de programación, donde se fijen plazos de cumplimiento y se debe realizar seguimiento de éstos
Fase de Planificación	Alto	Alto	4.1.3. Realización de contratos con proveedores, estipulación de multas, hitos de pago, etc	4.2.3. Retrasos en la gestión con los proveedores	*Reunión con personal de la generadora, donde se indiquen claramente los alcances de cada contratista y el impacto que tiene su retraso o incumplimiento de contrato en el programa del proyecto *Reunión con el Asesor de Prevención de riesgos y medio ambiente
Fase de Ejecución y control	Medio	Medio	4.1.4. Asesorar a la empresa en temas laborales y previsionales. 4.1.5. Elaboración de un set de documentos a exigir a contratistas	No aplica	Reunión con el Asesor de Prevención de riesgos y medio ambiente
Conclusiones:	Si bien corresponde a un agente externo al proyecto, el asesor legal es pieza fundamental para conseguir que el proyecto alcance sus metas de una manera sustentable				

4.6.2.5. Consultores de Prevención de Riesgos y Medio Ambientales

Al igual que con el caso de los asesores legales, los consultores de Prevención de Riesgos y Medio Ambiente, son entes externos al proyecto, que se pueden encontrar en compañías que prestan sus servicios o bien puede ser contratado directamente por la generadora. Estos profesionales cobran relevancia principalmente en las etapas de planificación, ejecución y operación de la planta fotovoltaica.

Tabla 36: Estrategia de relación con el consultor de prevención de riesgo y medio ambiente (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	5) Consultores de Prevención de Riesgos y Medio Ambientales				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Fase de Planificación	Medio	Alto	5.1.1. Elaboración de un set de documentos a exigir a contratistas 5.1.2. Asesorar a la empresa en temas laborales y previsionales.	5.2.1. Lenta revisión de los antecedentes de los contratistas 5.2.2. Falta de experiencia en proyectos de esta naturaleza	*Buscar dentro de las firmas el perfil de profesional con las competencias y conocimientos necesarios para el desarrollo de proyectos de este tipo. *Fijar plazos para el cumplimiento de las tareas. Debe estar alineado con los intereses de la generadora, pero haciendo valer los temas de higiene y seguridad laboral y ambiental *Reuniones de coordinación con el asesor legal
Fase de Ejecución y control	Alto	Alto	5.1.3. Revisión de procedimientos de trabajo seguro 5.1.4. Supervisión del cumplimiento de los procedimientos 5.1.5. Mantener informado de los riesgos de los trabajos y llevar un registro de todos los incidentes y/o accidentes que ocurren en la obra	5.2.3. Lenta revisión de los antecedentes de los contratistas 5.2.4. Falta de experiencia en proyectos de esta naturaleza	*Buscar dentro de las firmas el perfil de profesional con las competencias y conocimientos necesarios para el desarrollo de proyectos de este tipo. *Fijar plazos para el cumplimiento de las tareas. Debe estar alineado con los intereses de la generadora, pero haciendo valer los temas de higiene y seguridad laboral y ambiental *Reunión con el asesor legal
Fase de Operación	Medio	Medio	5.1.6. Realizar cursos periódicos acerca del comportamiento en las instalaciones de la planta fotovoltaica a los colaboradores	5.2.5. Tener una actitud pasiva cuando la planta entre en operación	Generar objetivos SMART anuales, para el Asesor de Prevención de Riesgos, en el caso que sea contratado por la generadora
Conclusiones:	Si bien corresponde a un agente externo al proyecto, el asesor en prevención de riesgo y medio ambiente es pieza fundamental para conseguir que el proyecto alcance sus metas de una manera sustentable, sin riesgo de demandas por temas laborales				

4.6.2.6. Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)

Es el organismo técnico que está encargado de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Es quien aprueba los estudios y la Puesta en Servicio de una nueva instalación eléctrica al sistema, velando que cumpla con los requerimientos de calidad y continuidad de servicio. De acuerdo a esto, el CEN es decisivo en la etapa previa a la entrada en operación del nuevo parque fotovoltaico y por ende es de vital importancia tener preparada toda la documentación requerida, de forma de no retrasar el comienzo de la explotación de la generadora.

Tabla 37: Estrategia de relación con el CEN (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	6) Coordinador Eléctrico Nacional				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Fase de Ejecución y control	Alto	Alto	6.1.1. Aprobación de la documentación presentada para la Puesta en Servicio del nuevo parque fotovoltaico	6.2.1. Rechazo de la documentación presentada para la Puesta en Servicio del nuevo parque fotovoltaico	En el transcurso de la etapa de Planificación y Ejecución se debe estar preparando la carpeta de entrega de la documentación requerida, junto a los contratistas correspondientes
Fase de Operación	Bajo	Alto	6.1.2. Decisión de inyección de energía al sistema desde nuevo parque fotovoltaico	6.2.2. Priorización de otras generadoras como fuente de energía	Hacer valer el cumplimiento del contrato de suministro de energía a las empresas distribuidoras, a través de una asesoría legal
Conclusiones:	Si bien corresponde a un agente externo al proyecto, el CEN es decisivo para que la compañía generadora pueda comenzar a percibir los ingresos y logre su rentabilidad proyectada				

4.6.2.7. Corporaciones de Inversión Privada e Instituciones Bancarias

Tal como se menciona en el capítulo 2: Antecedentes generales, existen entidades bancarias tanto nacionales como internacionales y organizaciones privadas, que se sienten atraídas a invertir en proyectos de la naturaleza que esta memoria aborda.

La influencia que tienen estas instituciones en el éxito del proyecto es muy alta, dada las características de inversión que una planta fotovoltaica demanda, por lo que no conseguir financiamiento, puede derribar la posibilidad de desarrollarla. Estos interesados tienen su mayor relevancia en las etapas de inicio, licitación por bloques de energía y operación del parque fotovoltaico, donde buscan el retorno de su inversión.

A su vez, las tasas requeridas por los inversionistas, también constituyen un factor importante al momento de realizar el estudio de factibilidad del proyecto, las que van a reflejar el nivel de riesgo que éstos perciben cuando ofrecen el capital.

Tabla 38: Estrategia de relación con Corporaciones de Inversión Privada y Entidades Bancarias (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	7) Corporaciones de Inversión Privada y Entidades Bancarias				
Tipo:	Rol Interno al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Etapa de inicio y licitación	Alto	Alto	7.1.1. Facilitar el capital a una tasa conveniente para la generadora	7.2.1. Rechazar el financiamiento u ofrecer una tasa demasiado elevada que vuelva inviable el proyecto, por lo que éste no podría llevarse a cabo	Preparar un buen informe de rentabilidad del proyecto, que permita demostrar el nivel de riesgo de éste.
Fase de Operación (Influye en los Resultados de la empresa, por el pago del financiamiento)	Alto	Alto	No aplica	7.2.2. Si no se cumplen con las obligaciones, se puede entrar en acciones legales contra la compañía	La generadora debe tener un área de finanzas que se encargue de los compromisos adquiridos
Conclusiones:	Se debe demostrar la conveniencia del proyecto con un buen análisis, de forma de poder obtener tasas convenientes de financiamiento				

4.6.2.8. Empresa de Ingeniería y Estudios

Actualmente, se están realizando asociaciones entre empresas que participan de las licitaciones y algunos proveedores de Ingeniería, con la condición de que el último se asegure un contrato por el Servicio completo para el proyecto. De esta forma, la empresa que concursa en la licitación puede definir de mejor manera los equipos y servicios que emplea durante la etapa de ejecución y con ello puede dar montos más precisos, lo que le permite ajustar sus precios de oferta de manera de poder ganar el contrato. Existen ejemplos como los conglomerados entre SK y ABB, ISA-Siemens, etc.

En ese sentido a la empresa contratista se convierte en un aliado estratégico para la generadora, por lo que su participación se extiende desde la etapa de licitación hasta la etapa de ejecución, donde luego de la puesta en servicio de la planta, debe generar la documentación de tipo “As Built”.

Tabla 39: Estrategia de relación con Empresas de Ingeniería y Estudios (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	8) Empresa de Ingeniería y Estudios				
Tipo:	Rol Interno al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Etapa de inicio y licitación (Colaboración activa con la generadora por la obtención del contrato)	Alto	Alto	8.1.1. Entregar un precio conveniente por el servicio de Ingeniería completo, asegurando una calidad adecuada de acuerdo a los estándares exigidos	8.2.1. Desarrollos mal dimensionados que elevan el precio de la oferta, lo que puede repercutir en que la generadora pierda el contrato por el servicio de Ingeniería o que posteriormente se incurra en costos no contemplados	Reunir a los especialistas técnicos de la generadora y de Ingeniería, junto con la gente de Propuestas, de forma de afinar los costos y montos de inversión, a través de memorias de cálculo
Fase de Ejecución (Cumplimiento en plazos, calidad y costos del servicio ofertado)	Alto	Alto	8.1.2.Terminar la Ingeniería y estudios a más tardar en los plazos proyectados. 8.1.3. Llevar un control adecuado de la documentación emitida por el proveedor, junto al número de revisión del documento	8.2.2. Retrasos en la Ingeniería, lo que repercute en los plazos de las obras en terreno y consecuentemente en la preparación de documentación a entregar al CEN para la Puesta en Servicio del parque fotovoltaico	*Se deben establecer hitos de pago por Ingeniería realizada en la emisión válida para construir. *Se debe solicitar el curriculum de la empresa de Ingeniería, a fin de determinar su experiencia en el campo. *Se debe establecer un contrato claro donde qeyden de manifiesto las responsabilidades, multas o incentivos para llegar a un buen desempeño del servicio contratado *Se debe llevar una revisión de la documentación por parte de un control documental y de los especialistas de la generadora o un ente externo
Conclusiones:	Los proveedores son aliados estratégicos que permiten llegar a la ejecución de un proyecto exitoso y entregarlo al área de explotación con los mejores estándares de calidad, pero se debe llevar un buen control de las actividades que estos desempeñan a fin de que no se produzcan retrasos o costos por mala calidad				

4.6.2.9. Empresa de Inspección Técnica de Obra (ITO)

En el mercado existen numerosas empresas de Inspección Técnica de Obra, tales como SIGA, Esinel, Relay, Dessau, entre otras. Su misión es encargarse de llevar el proyecto de acuerdo a los estándares de la Industria y velar por los intereses de la empresa propietaria de la obra, en este caso la compañía generadora.

Su función, se da básicamente en la etapa de construcción del parque fotovoltaico, donde interactúa especialmente con el Asesor de Prevención de Riesgos, las empresas de construcción y montaje, los proveedores de equipos y especialistas.

Tabla 40: Estrategia de relación con Empresas de Inspección Técnica de Obra (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	9) Empresa de Inspección Técnica de Obra				
Tipo:	Rol Interno al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Fase de Ejecución (Cumplimiento en plazos, calidad y costos del servicio ofertado)	Alto	Alto	9.1.1. Adecuada revisión del proceso y culminación de las tareas de las diferentes disciplinas en el proceso de construcción, velando por los intereses de la generadora 9.1.2. Realizar la revisión de los procedimientos de trabajo 9.1.3. Identificar puntos críticos del proyecto y comunicarlos a su mandante (generadora) 9.1.4. Se debe velar por el cumplimiento de las leyes de higiene y seguridad laboral	9.2.1. No estar alineado con los criterios del mandante y provocar interrupciones innecesarias y retrasos en la ejecución de la obra 9.2.2. Falta de experiencia en el desarrollo de proyectos de esta naturaleza	*Se deben establecer hitos de pago claros a la empresa proveedora de la inspección. *Se debe solicitar el curriculum de la empresa de Inspección, a fin de determinar su experiencia en el campo. *Se debe establecer reuniones periódicas para determinar el grado de avance de la obra y el cómo se ha avanzado
Conclusiones:	Los proveedores son aliados estratégicos que permiten llegar a la ejecución de un proyecto exitoso y entregarlo al área de explotación con los mejores estándares de calidad, pero se debe llevar un buen control de las actividades que estos desempeñan a fin de que no se produzcan retrasos o costos por mala calidad y uno de los responsables de esta tarea es la ITO				

4.6.2.10. Empresas contratistas de construcción y montaje

Son las encargadas de ejecutar la construcción de las obras definidas en la Ingeniería de detalle, para las diferentes disciplinas. Estas empresas son de carácter privado y pueden tratarse de desarrolladores independientes para cada una de las ramas o bien una empresa que otorgue el servicio completo, bajo la modalidad de EPC (llave en mano), como son las obras civiles, montaje de equipos, labores eléctricas, entre otras.

Al igual que en el caso de las empresas proveedoras de Inspección Técnica de obra, las firmas destinadas a construcción y montaje toman un rol protagónico durante la fase de Ejecución y control y previo a la Puesta en Servicio del nuevo parque fotovoltaico. Es claro que contratiempos con el desempeño de la empresa, trae consigo costos por retrasos a la dueña de la planta, por lo que el logro de los resultados esperados, se consigue con una buena programación y control, ésta última llevada a cabo principalmente por la ITO.

Tabla 41: Estrategia de relación con Empresas de Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	10) Empresas contratistas de construcción y montaje				
Tipo:	Rol Interno al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Fase de Ejecución (Cumplimiento en plazos, calidad y costos del servicio ofertado)	Alto	Alto	10.1.1. Terminar la construcción y montaje a más tardar en los plazos proyectados. 10.1.2. Mantener la calidad exigida por la normativa e Inspección, desde la etapa de Inicio, para no tener que repetir trabajos. 10.1.3. Mantener una buena supervisión de los trabajos desarrollados, no dependiendo de la ITO. 10.1.4. Mantener una buena condición de Higiene y Seguridad laboral con sus colaboradores.	10.2.1. Destinar recursos insuficientes, para reducir sus costos. 10.2.2. Llevar a cabo trabajos sin las adecuadas condiciones de Higiene y seguridad laboral. 10.2.3. Realizar una mala programación de sus actividades, lo que obligue a incurrir en costos adicionales como Horas Hombre Extras.	*Se deben establecer hitos de pago por etapas en la construcción, debidamente aprobadas por la Inspección. *Se debe solicitar el curriculum de la empresa, a fin de determinar su experiencia en el campo. *Se debe establecer un contrato claro donde queden de manifiesto las responsabilidades, multas o incentivos para llegar a un buen desempeño del servicio contratado. *Considerar que la propia empresa de construcción tenga su propio Asesor de Prevención de Riesgos y Medio Ambiente
Conclusiones:	Los proveedores son aliados estratégicos que permiten llegar a la ejecución de un proyecto exitoso y entregarlo al área de explotación con los mejores estándares de calidad, pero se debe llevar un buen control de las actividades que estos desempeñan a fin de que no se produzcan retrasos o costos por mala calidad				

4.6.2.11.Empresas de Mantenimiento

Corresponden generalmente a las empresas que suministran los equipos, dado el know-how que tienen acerca de éstos, aunque para ciertas instalaciones puede ser realizado por personal propio de la compañía. Realizan funciones de mantenimiento preventivo en la planta, de acuerdo a un plan aprobado por la generadora y tienden a realizarse sin desconexiones del servicio, es decir sin dejar de generar energía, salvo en las condiciones denominadas de mantenimiento mayor, las que son acordadas entre la generadora, el Coordinador Eléctrico Nacional y la empresa de mantenimiento, de forma de generar el menor impacto al sistema y en cumplimiento de todos los permisos de trabajo requeridos.

De acuerdo a lo expuesto, es claro que su impacto se centra en la etapa de operación del parque fotovoltaico, aunque no presenta un gran nivel de interés ni de influencia en la realización del proyecto, dada la baja frecuencia de interacción con éste, pese a que un mal

desempeño de la institución puede provocar grandes problemas a la operación y por ende a la utilidad de la empresa de suministro eléctrico.

Tabla 42: Estrategia de relación con Empresas de Mantenimiento (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	11) Empresas de Mantenimiento				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Fase de Operación de la planta fotovoltaica	Bajo	Bajo	11.1.1 Generación de informes detallados del mantenimiento realizado, indicando recomendaciones en partes de la instalación donde aplique	11.2.1. Mal desempeño de sus funciones, lo que puede traer problemas no detectados y sus consecuentes daños a la operación en el largo plazo. 11.2.2. Mala programación y/o ejecución de los trabajos, que puedan generar salidas de servicio indeseados durante la actividad y con ello pérdidas de ingresos para la generadora	*Se debe solicitar el curriculum de la empresa, a fin de determinar su experiencia en el campo. *La generadora debe informar a la empresa encargada del manteniemiento del cronograma de actividades que tiene durante el año, de forma de poder coordinar los trabajos. entre ellos
Conclusiones:	En este caso el contratista debe asegurar la correcta operación de las instalaciones, en el corto, mediano y largo plazo, de forma que la generadora tenga la disponibilidad de inyectar energía al sistema cuando se requiera				

4.6.2.12.Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica

Corresponde a los clientes directos de la planta fotovoltaica, los cuales en sus instalaciones deben contar con medidores de energía, que le permita a personal de la generadora, tener registro de la energía suministrada, en forma mensual. Estas compañías tienen un carácter privado, sin embargo, su operación es fiscalizada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), entidad descentralizada, que se relaciona con el Gobierno, a través del Ministerio de Energía.

A su vez, las empresas distribuidoras entregan sus registros de demanda de energía, a la Comisión Nacional de Energía, los cuales permiten realizar proyecciones de la demanda de energía de sus clientes, para posteriormente a través del Ministerio de Energía, realizar las licitaciones para el suministro a estas empresas distribuidoras.

No obstante, el grado de interés y el nivel de influencia con respecto al proyecto, las distribuidoras cobran mayor importancia, durante la fase de operación de la planta fotovoltaica, dado que ellos deben asegurar la continuidad y calidad de suministro a los clientes finales, por lo que problemas en el suministro originados en la generación repercuten fuertemente en su negocio.

Tabla 43: Estrategia de relación con Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	12) Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Fase de Operación de la planta fotovoltaica	Alto	Alto	12.1.1. Entrega de información del perfil de carga de los clientes regulados 12.1.2. Entregar información de la programación de mantenimientos y otras tareas, de forma de poder coordinarlos con la generadora y emplear los mismos períodos, para no interrumpir el suministro a los clientes finales	12.2.1. Retrasos en el pago de energía suministrada 12.2.2. Mala operación de la distribuidora que origine desconexión de carga y con ello pérdida de ingresos por energía no vendida a la generadora.	*Hacer valer el contrato y tomar acciones legales *Establecer claramente las condiciones de suministro de energía a la distribuidora en la etapa de licitación y hacer valer el contrato mediante acciones legales *Establecer reuniones de coordinación en casos puntuales
Conclusiones:	La empresa distribuidora es el cliente de la generadora, por lo que es necesario tener una relación cooperativa con ellas, establecer bases de conocimiento entre ambas y coordinar labores de mantenimiento u otras, a fin de no interrumpir el suministro de energía a los clientes finales.				

4.6.2.13. Empresas Proveedoras de Equipos

Estas empresas corresponden por lo general a empresas multinacionales, que tienen sede en Chile y con las cuales realizan el contrato de adquisiciones. Estos proveedores se encargan de importar los productos desde alguna de las fábricas de su firma, dependiendo de la oferta realizada a la generadora y en cumplimiento de la normativa chilena. Respecto a este último punto, es un hecho a resaltar el carácter sísmico del territorio nacional, que obliga a realizar pruebas e inspecciones adicionales a las que el proveedor está acostumbrado, las cuales son contempladas por el fabricante en la etapa de oferta.

Tabla 44: Estrategia de relación con Empresas Proveedoras de Equipos (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	13) Empresas proveedoras de equipos				
Tipo:	Rol Interno al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Etapa de inicio y licitación (Colaboración activa con la generadora por la obtención del contrato)	Alto	Alto	13.1.1. Entregar un precio conveniente por el suministro, pruebas y puesta en servicio de los equipos, asegurando una calidad adecuada de acuerdo a los estándares exigidos	13.2.1. No considerar suministros o servicios en la etapa de oferta, que posteriormente sean requeridos y sean cobrados como adicionales	*Reunir a todo el equipo que participa en la fase de oferta y licitación, con los proveedores, para afinar los costos y montos de inversión, a través de memorias de cálculo. *Establecer con el proveedor la condición de licitación en la que se participa, la cual restringe la emisión de la orden de compra a la adjudicación del contrato, de forma de poder conseguir el mejor precio posible
Fase de Ejecución (Cumplimiento en plazos, calidad y costos del servicio ofertado)	Alto	Alto	13.1.2. Suministro de los equipos a más tardar en los plazos proyectados. 13.1.3. Entrega oportuna de la documentación del equipo, que permite la Ingeniería de detalle sin retrasos	13.2.2. Retrasos en el suministro de equipos, servicios y/o documentos técnicos, lo que repercute en los plazos de la etapa de Ingeniería de detalle, en las obras en terreno y consecuentemente en la preparación de documentación a entregar al CEN para la Puesta en Servicio del parque fotovoltaico	*Se deben establecer hitos de pago por suministro de equipos y documentación, pruebas en fábrica y en terreno, validados por la Inspección y personal especialista de la generadora. *Se debe solicitar el set de pruebas a realizar por parte del proveedor, a fin de determinar el cumplimiento de la normativa vigente. *Se debe establecer un contrato claro donde queden de manifiesto las responsabilidades, multas o incentivos para llegar a un buen desempeño del servicio contratado, donde se clarifique que el equipo debe ser suministrado con lo necesario para su correcta operación, de forma que posteriormente no se incluyan adicionales. *Se debe llevar una revisión de la documentación por parte de un control documental y de los especialistas de la generadora o un ente externo
Conclusiones:	Los proveedores son aliados estratégicos que permiten llegar a la ejecución de un proyecto exitoso y entregarlo al área de explotación con los mejores estándares de calidad, pero se debe llevar un buen control de las actividades que estos desempeñan a fin de que no se produzcan retrasos o costos por mala calidad				

4.6.2.14. Medios de Comunicación

No es un misterio que los medios de comunicación concentran una gran influencia en todos los ámbitos de la actualidad, siendo los proyectos de energía, un área especialmente sensible, que capta la atención de este sector.

Si se trata de especificar el alcance de los medios y redes sociales, vale la pena señalar que estas agrupaciones pueden o no tener una organización formal, sin embargo, las ideas, opiniones o discursos que surgen de éstas, pueden alcanzar un gran impacto en la ciudadanía.

Estos stakeholder están muy relacionados con la actitud que tomen las comunidades locales, respecto del proyecto, ya que son las primeras fuentes de comunicación que dan a conocer sus inquietudes ante la idea de implementarlo y consecuente con ello están presentes desde la etapa de inicio hasta el final del ciclo de operación.

Por otra parte, problemas relacionados con los contratistas también son un buen foco que puede captar el interés público.

Pese a lo anterior, es una buena estrategia de las empresas aprovechar estos medios para difundir políticas de sustentabilidad y buenas prácticas que realicen, de forma de crear una imagen positiva, de la compañía, frente a la sociedad.

De esta manera, la relación que tiene la compañía con los medios de comunicación y las redes sociales debe seguir el mismo camino que el planteado para las comunidades locales, a fin de no enfrentar contratiempos.

Tabla 45: Estrategia de relación con Medios de Comunicación y redes sociales (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	14) Medios de Comunicación				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Desde la fase de licitación hasta el final del ciclo de operación	Alto	Alto	14.1.1. Buenas opiniones sobre la empresa en medios de comunicación	14.2.1. Crear una reacción en cadena que genere manifestaciones que pudiesen retrasar el proyecto y crear una mala imagen de la empresa frente al país	El objetivo nuevamente es entablar buenas relaciones con la comunidad, con lo que la imagen de la empresa puede mejorar y también se evita que existan retrasos por efecto de manifestaciones en contra del proyecto. La estrategia es hacer parte activa del proyecto a la comunidad, principalmente con generación de puestos de trabajo en la obra
Conclusiones:	Se debe tener un desarrollo sustentable del proyecto, prestando atención a las condiciones del entorno, de forma de poder tomar decisiones rápidas y a tiempo. No basta sólo con cumplir la ley.				

4.6.2.15. Ministerio de Bienes Nacionales

De acuerdo a lo publicado en el sitio web del Ministerio, su misión consiste en "reconocer, administrar y gestionar el patrimonio fiscal de todos los chilenos y chilenas, regularizar la pequeña propiedad raíz particular, mantener el catastro gráfico de la propiedad fiscal actualizado y la coordinación con otras entidades del Estado en materias territoriales, valorando fuertemente el patrimonio natural e histórico de nuestro país" (Ministerio de Bienes Nacionales, s.f.). De acuerdo a esto, la localización del parque fotovoltaico debe estar en conformidad con los requerimientos de este organismo. Es común que existan licitaciones por territorios fiscales destinados a usos particulares.

No obstante, el acceso para conseguir dichos terrenos fiscales, constituye una de las principales dificultades para la realización del proyecto, lo cual es considerado por los inversionistas, a la hora de otorgar el financiamiento. Para contextualizar la importancia de este ministerio en el desarrollo de las ERNC, se puede mencionar que alrededor del 77% de los proyectos solares se han construido en terrenos fiscales, de acuerdo a lo expresado por el Ministro de Energía Andrés Rebolledo, en un reportaje para el diario Financiero, a raíz

de la modificación del sistema de concesiones de terrenos, por parte del Ministerio de Bienes Nacionales, rebajando los montos de las garantías solicitadas para acceder a los terrenos.

Tabla 46: Estrategia de relación con el Ministerio de Bienes Nacionales (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	15) Ministerio de Bienes Nacionales				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Fase de inicio y licitación	Alto	Alto	15.1.1. Aprobar la localización óptima que el proyecto logra establecer desde el punto de vista técnico-económico. En este sentido la mayor parte de los terrenos empleados para ERNC son de propiedad fiscal	15.2.1. Rechazar la localización óptima desde el punto de vista técnico-económico, debido a condiciones no contempladas por la generadora 15.2.2. Elevadas garantías para acceder a los terrenos fiscales	*Conseguir asesoría legal y del especialista en medio ambiente, de forma de contemplar sólo los terrenos viables de usar, para instalar la planta fotovoltaica *Considerar las garantías dentro del financiamiento requerido
Conclusiones:	Previo a entregar una propuesta a una licitación, se debe considerar en la etapa de localización óptima, los sitios que están disponibles para la instalación de una planta fotovoltaica, cuando se trate de terrenos fiscales				

4.6.2.16. Ministerio de Energía

Corresponde a una institución del gobierno, que elabora y coordina, los planes, políticas y normas, para el desarrollo energético chileno, buscando asegurar una energía segura y con precios al alcance de la población.

Es el ente encargado de realizar las subastas por el suministro de bloques de energía a clientes regulados, respetando los aspectos mencionados anteriormente e incentivando la competencia entre empresas generadoras, por lo que su rol en la fase de licitación del proyecto, es extremadamente relevante y por ende sus decisiones tienen gran influencia e impacto en el futuro del proyecto.

Tabla 47: Estrategia de relación con el Ministerio de Energía (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	16) Ministerio de Energía				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Fase de inicio y licitación	Alto	Alto	16.1.1. Adjudicar el contrato por suministro de bloque de energía	16.2.1. Otorgar a un competidor el contrato por suministro de bloque de energía	*Revisar los antecedentes de las licitaciones pasadas, verificando el precio con el cual fue adjudicado el contrato. Así, la oferta debe por lo menos alcanzar dicho valor *Aclarar la situación de licitación a los proveedores y negociar con ellos para obtener mejores precios, considerando que la orden de compra sólo será emitida si la generadora se adjudica el bloque de energía *Entregar toda la documentación requerida en la licitación y en el formato entregado para ello
Conclusiones:	Se debe entregar la información en forma clara y en cumplimiento con los requerimientos de forma y fondo del Ministerio				

4.6.2.17. Ministerio del Medio Ambiente

Es un organismo del Estado, que tiene por función diseñar y aplicar políticas, planes y programas relacionados al medio ambiente, el cuidado de la diversidad biológica y de los recursos naturales renovables e hídricos, buscando un desarrollo sustentable que permita mejorar la calidad de vida de los chilenos, incentivando el cumplimiento de la normativa, de acuerdo a lo publicado en el sitio web del Ministerio del Medio Ambiente.

La importancia de la Institución se da principalmente en la etapa de licitación del proyecto y en su ejecución, ya que de acuerdo a la clasificación de los tipos de proyectos susceptibles de causar impacto ambiental, en cualquiera de sus fases, presentados en el Artículo 3 del Decreto N°63, del Ministerio del Medio Ambiente, el parque fotovoltaico que en esta memoria se estudia, debe someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, tanto para la planta, como para su subestación y línea de transmisión.

Tabla 48: Estrategia de relación con el Ministerio del Medio Ambiente (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	17) Ministerio del Medio Ambiente				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Fase de licitación y ejecución	Alto	Alto	17.1.1. Aprobación de Estudio de Impacto Ambiental	17.2.1. Rechazo de Estudio de Impacto Ambiental	Analizar todas las áreas del Impacto Ambiental del proyecto, en conjunto con el Aseosr de Prevención de Riesgos y Medio Ambiente.
Conclusiones:	Se debe entregar la información en forma clara y en cumplimiento con los requerimientos de forma y fondo del Ministerio				

4.6.2.18. Ministerio del Trabajo y Previsión Social

"Es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en materias laborales y de previsión social y en ese sentido le corresponde proponer y evaluar las políticas y planes correspondientes, estudiar y proponer las normas aplicables a los sectores a su cargo, velar por el cumplimiento de las normas dictadas, asignar recursos y fiscalizar las actividades del respectivo sector", (Ministerio del Trabajo y Previsión Social, s.f.).

La influencia directa en este proyecto, contempla asegurar el cumplimiento de los derechos laborales, ya sean individuales o colectivos, velar porque se den las condiciones de seguridad y salud ocupacional, al mismo tiempo que se protegen los sistemas de pensiones de los trabajadores.

Tabla 49: Estrategia de relación con el Ministerio del Trabajo y Previsión Social (Fuente: Elaboración propia)

Matriz de Stakeholder					
Stakeholder:	18) Ministerio del Trabajo y Previsión Social				
Tipo:	Rol Externo al Proyecto				
Objetivo o resultados:	Nivel de interés	Nivel de influencia	Acciones posibles		Estrategias
			De Impacto Positivo	De Impacto Negativo	
Desde la fase de licitación hasta el final del ciclo de operación	Alto	Alto	No aplica	18.1.1. Multas por incumplimiento de condiciones de seguridad y salud ocupacional, tanto por la generadora como por sus contratistas 18.1.2. Se debe dar cumplimiento a las obligaciones previsionales, tanto internamente en la generadora, como externamente por el contratista, considerando que el mandante tiene una responsabilidad solidaria con su empresa contratista respecto a este tema.	*Realizar un seguimiento detallado y periódico de las condiciones laborales de sus contratistas y de los líderes de cada una de las áreas de la misma generadora, en materias de relaciones laborales, obligaciones previsionales y todo lo vinculado a crear un ambiente de trabajo saludables para cada colaborador.
Conclusiones:	Debe ser oportuno en el cumplimiento de las obligaciones laborales y en el cuidado de un ambiente de trabajo saludable y respetuoso, debiendo ser esto parte de la lógica de una empresa sustentable, como lo debe ser una generadora en base a ERNC.				

4.7. Impacto del proyecto

Dada las características de la industria, el proyecto no sólo tiene repercusiones a nivel privado, sino que influye en toda la sociedad. Es así, que "los interesados pueden tener un impacto positivo o adverso en los objetivos de un proyecto" (Project Management Institute, 2013).

Coherente con lo expuesto en el capítulo 3, donde se aborda los conceptos acerca del Impacto del Proyecto, se procede a emplear la matriz de Probabilidad e impacto, mencionada en dicha sección. Para lo anterior, se respeta la numeración asignada para cada uno de los riesgos de acción, encontrados en el apartado anterior, ubicándolos dentro de la citada matriz.

La asignación de valores, se realiza a través de la experiencia recogida de proyectos de la misma naturaleza y de la experiencia del autor, quien ha podido desempeñar labores de Ingeniero de Proyectos.

4.7.1. Impacto en costos

Es uno de los objetivos más relevantes que tiene el proyecto, ya que tanto el tiempo, calidad y alcance, se pueden traducir en costos. Además, dada la característica del servicio que ofrece el producto, la importancia de reducir este ítem es fundamental, para poder ser competitivos en la industria.

Es así, que a continuación se presenta la clasificación de los riesgos que amenazan un alza en los costos del parque fotovoltaico, empleando para ello un código de colores, donde el color rojo representa los riesgos que presentan las amenazas más críticas hacia el proyecto o las mayores oportunidades para éste. La tonalidad amarilla identifica a los riesgos con una incidencia moderada en el normal desempeño de las etapas, mientras que el color verde muestra el nivel más bajo de riesgo para el desarrollador.

Tabla 50: Matriz de probabilidad e impacto. Amenazas en los costos (Fuente: Elaboración Propia)

Probabilidad	Amenazas				
0,9	0,05	0,09	0,18	0,36	0,72 (8.2.1, 10.2.3)
0,7	0,04	0,07	0,14	0,28	0,56 (7.2.1, 7.2.2)
0,5	0,03	0,05	0,10	0,20	0,40 (16.2.1)
0,3	0,02	0,03 (18.2.1)	0,06	0,12	0,24
0,1	0,01	0,01	0,02	0,04 (11.2.2, 11.2.1)	0,08 (12.2.2, 12.2.1)
	0,05 / Muy Bajo	0,10 / Bajo	0,20 / Moderado	0,40 / Alto	0,80 / Muy Alto
	Impacto (escala numérica) sobre un objetivo: Costo				

De acuerdo a lo anterior, es preciso considerar de manera especial las acciones que se encuentran en la zona roja de la matriz, las cuales pueden ser llevadas a cabo por los stakeholder y se les debe dar el tratamiento planteado en el apartado: Descripción, análisis y grado de relación de los interesados con el proyecto, presentado en este mismo capítulo.

a) Desarrollos sobredimensionados que elevan el precio de la oferta, lo que puede repercutir en que la generadora pierda el contrato por el servicio de Ingeniería. Esta acción puede ser llevada a cabo por la Empresa de Ingeniería y Estudios.

b) Realizar una mala programación de sus actividades, lo que obligue a incurrir en costos adicionales como Horas Hombre Extras. Esta acción puede ser llevada a cabo por las empresas contratistas de construcción y montaje.

c) Rechazar el financiamiento u ofrecer una tasa demasiado elevada que vuelva inviable el proyecto. Esta acción puede ser llevada a cabo por las Corporaciones de Inversión Privada e Instituciones Bancarias.

d) Acciones legales por parte de las Corporaciones de Inversión Privada e Instituciones Bancarias, por incumplimiento de las obligaciones por parte de la generadora.

e) Riesgo de que el Ministerio de Energía otorgue a un competidor el contrato por suministro del bloque de energía.

4.7.2. Impacto en tiempo

El objetivo del tiempo, es realmente sensible, dado que no sólo se retrasa la entrada de los ingresos a la generadora, sino que se corre el riesgo de sufrir multas por parte de la autoridad al no cumplir con el servicio contratado.

Tabla 51: Matriz de probabilidad e impacto. Amenazas en el tiempo (Fuente: Elaboración Propia)

Probabilidad	Amenazas				
0,9	0,05	0,09	15.2.2 0,18	0,36	8.2.2 0,72 10.2.1
0,7	0,04	0,07	0,14	0,28	9.2.1 0,56 6.2.1
0,5	0,03	0,05	0,10	5.2.1 5.2.3 0,20	13.2.2 6.2.2 0,40 17.2.1
0,3	0,02	0,03	0,06	0,12	2.2.1 4.2.3 0,24 3.2.1 14.2.1
0,1	1.2.1 0,01	0,01	0,02	0,04	4.2.1 0,08 15.2.1
	0,05 / Muy Bajo	0,10 / Bajo	0,20 / Moderado	0,40 / Alto	0,80 / Muy Alto
	Impacto (escala numérica) sobre un objetivo: Tiempo				

Observando la tabla, queda claro que la mayoría de las acciones que pudiesen tomar los interesados en contra del proyecto tienen un alto impacto en el driver que acá se analiza, pero no todas tienen una alta probabilidad de ocurrencia. Para efectos prácticos, se contemplan como riesgos prioritarios los que están presentes en la zona roja de la matriz.

Consecuentemente, se debe hacer un seguimiento a las siguientes acciones que pueden ser llevadas a cabo por los stakeholder y se les debe dar el tratamiento planteado en

el apartado: Descripción, análisis y grado de relación de los interesados con el proyecto, presentado en este mismo capítulo.

a) Retrasos en la Ingeniería, lo que repercute en los plazos de las obras en terreno y consecuentemente en la preparación de documentación a entregar al CEN para la Puesta en Servicio del parque fotovoltaico. Esta acción puede ser llevada a cabo por la Empresa de Ingeniería y Estudios.

b) Destinar recursos insuficientes, de forma de lograr aumentar su rentabilidad. Esta acción puede ser llevada a cabo por las Empresas contratistas de construcción y montaje.

c) No estar alineado con los criterios del mandante y provocar interrupciones innecesarias y retrasos en la ejecución de la obra. Esta acción puede ser llevada a cabo por la Empresa de Inspección Técnica de Obra (ITO).

d) Rechazo de la documentación presentada para la Puesta en Servicio del nuevo parque fotovoltaico. Esta acción puede ser llevada a cabo por el Coordinador Eléctrico Nacional.

e) Retrasos en el suministro de equipos, servicios y/o documentos técnicos, lo que repercute en los plazos de la etapa de Ingeniería de detalle, en las obras en terreno y consecuentemente en la preparación de documentación a entregar al CEN para la Puesta en Servicio del parque fotovoltaico. Esta acción puede ser llevada a cabo por las Empresas Proveedoras de Equipos.

f) Priorización de otras generadoras como fuente de energía. Esta acción puede ser llevada a cabo por el Coordinador Eléctrico Nacional.

g) Rechazo de Estudio de Impacto Ambiental. Esta acción puede ser llevada a cabo por el Ministerio del Medio Ambiente.

4.7.3. Impacto en calidad

El objetivo de la calidad, no se refiere tan sólo al cumplimiento de la normativa vigente, ya que esto es una condición mínima, que se entiende debe ser cumplida, aun cuando no esté en forma explícita, sino que también involucra el concepto de los costos de

calidad, que son fruto de repetir trabajos, dado que la primera vez no logra satisfacer las necesidades de la generadora.

Para efectos de la interpretación de la matriz, el código de colores tiene el mismo significado que para los dos objetivos anteriores.

Tabla 52: Matriz de probabilidad e impacto. Amenazas en la calidad (Fuente: Elaboración Propia)

Probabilidad	Amenazas				
0,9	0,05	0,09	0,18	0,36	0,72 10.2.2
0,7	0,04	0,07	0,14	0,28 9.2.2	0,56
0,5	0,03	0,05	0,10	0,20 5.2.2. 5.2.4.	0,40
0,3	0,02 5.2.5	0,03	0,06	0,12	0,24
0,1	0,01	0,01	0,02	0,04	0,08
	0,05 / Muy Bajo	0,10 / Bajo	0,20 / Moderado	0,40 / Alto	0,80 / Muy Alto
	Impacto (escala numérica) sobre un objetivo: Calidad				

La tabla muestra las restricciones que de no ser cumplidas, inevitablemente se va a incurrir en condiciones de mala calidad. De los riesgos abordados, destaca la acción que puede ser realizada por las alguna de las empresas contratistas de construcción y montaje,

que consiste en llevar a cabo trabajos sin las adecuadas condiciones de Higiene y seguridad laboral. Además, esta situación corresponde a un factor crítico porque el no cumplimiento de las condiciones mínimas para realizar los trabajos puede derivar en incidentes o en accidentes, en que por las características de las obras que se realizan pueden tener un desenlace mortal.

Por lo anterior, se debe hacer un seguimiento a estos proveedores y se les debe dar el tratamiento planteado en el apartado: Descripción, análisis y grado de relación de los interesados con el proyecto, presentado en este mismo capítulo.

4.7.4. Impacto en alcance

En cada uno de los contratos a realizar con los diferentes proveedores, se deben dejar claramente establecidos los límites de baterías, de forma de poder solicitar el cumplimiento de las diferentes tareas, estableciendo los hitos de pago en base a éstas.

Por otra parte, la interpretación de la matriz, está sujeta el mismo código de colores que los objetivos anteriormente analizados.

Tabla 53: Matriz de probabilidad e impacto. Amenazas en el alcance (Fuente: Elaboración Propia)

Probabilidad	Amenazas				
0,9	0,05	0,09	0,18	0,36	0,72
0,7	0,04	0,07	0,14	0,28	0,56
0,5	0,03	0,05	0,10	0,20	13.2.1 0,40
0,3	0,02	0,03	0,06	0,12	0,24 4.2.2
0,1	0,01	0,01	0,02	0,04	0,08
	0,05 / Muy Bajo	0,10 / Bajo	0,20 / Moderado	0,40 / Alto	0,80 / Muy Alto
	Impacto (escala numérica) sobre un objetivo: Alcance				

La matriz destaca el riesgo de no considerar suministros o servicios en la etapa de oferta, por parte de algún (os) proveedor (es) de Equipos, los que posteriormente van a ser requeridos para la correcta operación del parque fotovoltaico, y en base a esto serían cobrados como adicionales, incluyendo los cargos por transporte (que puede ser elevado en el caso de consistir en un dispositivo crítico), lo que claramente se escapa del presupuesto contemplado por la generadora.

Por lo anterior, se debe hacer un seguimiento a estos proveedores y se les debe dar el tratamiento planteado en el apartado: Descripción, análisis y grado de relación de los interesados con el proyecto, presentado en este mismo capítulo.

Estas cuatro clasificaciones permiten vislumbrar más fácilmente, el orden de prioridades en las estrategias a considerar durante el ciclo de vida del proyecto y pone de manifiesto a los interesados que ponen en mayor riesgo el éxito de éste. Bajo este análisis, se puede apreciar que algunos entes pueden impactar negativamente el proyecto en más de un objetivo, tales como las Empresas de Ingeniería, de Construcción y montaje, proveedoras de equipos. Coincidentemente, los tres interesados pertenecen a la etapa de Ejecución, lo cual da luces que se deben tomar las medidas planteadas desde la etapa de Planificación con dichas compañías, estableciendo para esto reuniones de seguimiento de las etapas definidas. Idealmente, estas reuniones debiesen tener un carácter semanal, llevando un Acta de los acuerdos, plazos, modificaciones y avances, los cuales se van actualizando en cada reunión.

5. ESTUDIO DE MERCADO

5.1. Definición del Producto

5.1.1. Valor esencial para el cliente

El servicio que la nueva compañía ofrece, es el suministro de energía eléctrica, empleando el recurso renovable no convencional más abundante en la tierra: la radiación solar. Para esto, se contempla la totalidad de equipamiento que permita la inyección al sistema, de forma de asegurar la calidad y continuidad del suministro, de acuerdo a la normativa eléctrica chilena, específicamente la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (Comisión Nacional de Energía, 2016) y a las leyes N° 20.257 y N° 20.698, referentes a la cuota mínima exigida de energía, proveniente de ERNC, en la matriz energética chilena.

Junto a lo anterior, se debe precisar que las tarifas a cobrar, por parte de la generadora, deben representar los costos reales de su producción, de acuerdo a la normativa vigente, por lo que es menester para el proyecto, tener la capacidad de entregar un nivel de precio al cliente, que sea competitivo con el resto de la industria.

5.1.2. Características del servicio

El servicio que se ofrece puede abarcar un período horario, que comprende desde las 08:00 hasta las 18:00 hrs, por ser donde se da la mayor radiación útil para el parque fotovoltaico y ofrece entregar un servicio acorde tanto con las normativas chilenas como los estándares internacionales, como IEEE e IEC, dependiendo de los requerimientos de la autoridad y clientes. Además, la sociedad garantiza un servicio sustentable, preocupado del medio ambiente, de las riquezas arqueológicas y de las comunidades que albergan este proyecto.

5.1.3. Soporte, garantía y calidad de servicio

La compañía cuenta con personal de Mantenimiento y Operación de la Planta, que se encarga de llevar un control predictivo de las instalaciones, de forma de evitar la salida

de servicio del parque fotovoltaico en su período de operación, de forma de poder proveer del servicio a su cliente de una manera continua.

5.2. Segmentación de Mercado

De acuerdo a la topología actual de los sistemas de transmisión eléctrica, la primera segmentación de los clientes que se puede realizar es si pertenecen al SING o al SIC. El primero de los Sistemas, abarca el territorio comprendido por las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y parte de Antofagasta (hasta Taltal), lo que constituye un área de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio nacional. Por otra parte, el SIC reúne el área que abarca desde Taltal a la Isla grande de Chiloé, siendo el mayor de los sistemas eléctricos nacionales, ya que cubre aproximadamente el 92,2% de la población nacional, según Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.). Como ya se ha mencionado anteriormente, no forman parte del alcance de esta memoria el Sistema Eléctrico de Aysén, ni el de Magallanes, al no proyectarse en el mediano plazo una interconexión al SIC.

No obstante, conforme al proyecto de Interconexión del SIC y el SING, las condiciones de venta de energía actuales cambian, lo que también provoca variaciones en la segmentación geográfica de los clientes.

5.2.1. Segmentación geográfica contemplando la Interconexión SIC-SING

De la información recopilada, acerca de la Interconexión SIC-SING, resulta claro que la localización geográfica de los clientes, tiene una implicancia más bien técnica, ya que se debe estudiar que la zona geográfica donde se pretende situar la planta, cuente con las instalaciones, que le permitan explotar la energía desde el Sistema Eléctrico Nacional. Por lo anterior, la proyección de demanda de energía eléctrica, en esta memoria considera en conjunto ambos sistemas, ya que la fecha de Puesta en Servicio de la Línea de Interconexión SIC-SING, apunta al segundo semestre del año 2017, de acuerdo a lo planteado por TEN (2015). Sin embargo, es posible establecer una limitante, dada por la capacidad de transmisión de la línea de interconexión, que condiciona un aporte de potencia desde el actual SING al SIC y viceversa, a un máximo de 1.500MW, sin considerar las pérdidas de la línea.

Complementado este tipo de agrupamiento, existen poblados que por su localización, les resulta más factible contar con sistemas de autogeneración de energía, por lo que ellos no forman parte del mercado potencial del proyecto que esta memoria presenta. Un ejemplo de las comunidades rurales a las que se hace referencia es Esquiña, la que se ubica a 130km de Arica, en la comuna de Camarones y que recibe el suministro eléctrico por una planta fotovoltaica, compuesta de 98 paneles, instalados a cuatro metros de altura y que además, cuenta con 172 baterías, que se cargan mientras los paneles satisfacen la demanda de energía, durante el día, pero cuya infraestructura no pertenece a la red del SING.

5.2.1.1. Segmentación por volumen medio de consumo.

De acuerdo a la intención establecida por la autoridad, de potenciar la competencia en el mercado eléctrico, es que existe una tarificación en precios, de acuerdo al nivel de potencia conectada al sistema. De esta forma, se establece que para suministros a "usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios" (Comisión Nacional de Energía, s.f.). Por otra parte, cuando los consumidores tienen una "potencia conectada superior a 5.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras" (Comisión Nacional de Energía, s.f.). "Al primer grupo de clientes, se denomina regulado y al segundo se denomina libre, aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cual régimen adscribirse (libre o regulado) por un período de 4 años" (Comisión Nacional de Energía, s.f.).

De esta forma, las empresas generadoras pueden vender energía en cualquiera de los siguientes tres mercados, definidos por la Comisión Nacional de Energía (s.f.):

a) Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado;

b) Mercado de las empresas distribuidoras, a precio de nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado;

c) El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo Sistema (CDEC) a precio marginal horario. Actualmente, este último designado como Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

5.2.1.2. Segmentación por perfil horario de consumo.

Dada las características de la fuente de suministro de energía que este trabajo trata, es claro que el servicio ofrecido se encuentra limitado por el período horario, por lo cual, para todos los grupos que pueden ser considerados dentro de las segmentaciones antes mencionadas, se debe realizar una nueva estratificación, de acuerdo al uso horario que se da de la energía.

Conforme a lo anterior, resulta relativamente sencillo identificar los potenciales clientes regulados, cuyos requerimientos energéticos coincidan con la disponibilidad horario del servicio ofrecido por la planta fotovoltaica. Esto se logra de verificar en las licitaciones, presentadas por el Ministerio de Energía, las empresas distribuidoras que requieren bloques de energía entre las 08:00 y 18:00 hrs., aproximadamente.

Una situación más compleja, se da al querer determinar los potenciales clientes libres, a los que se puede ofrecer el suministro de energía. La dificultad, se expresa en el hecho de conocer los ciclos de producción de las firmas, ya que esto es una buena aproximación del perfil de demanda de éstas.

5.3. Proyección de Demanda

En base a la segmentación de los clientes, la Comisión Nacional de Energía (2017) presenta una estimación de demanda que tiene como horizonte el año 2036, lo que representa un factor relevante para la intención de esta memoria de evaluar la factibilidad de la instalación de una planta fotovoltaica en el nuevo Sistema Eléctrico Nacional.

Durante el desarrollo del Marco Teórico, específicamente en la sección de Estudio de Mercado, se explica la metodología empleada por la autoridad para la proyección de la demanda de energía antes mencionada, cuyos resultados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 54: Previsión de demanda SIC y SING de clientes regulados y libres [GWh]. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

	PREVISIÓN DE DEMANDA [GWh] (*)					
	SIC			SING		
Año	Clientes Regulados(**)	Clientes Libres	Sistema	Clientes Regulados(**)	Clientes Libres	Sistema
2016	32.545	17.171	**49.716**	1.883	15.115	**16.998**
2017	33.743	17.814	**51.557**	1.941	15.676	**17.617**
2018	35.148	18.317	**53.466**	2.009	16.245	**18.253**
2019	37.198	18.245	**55.443**	2.084	16.811	**18.894**
2020	38.882	18.605	**57.488**	2.162	17.395	**19.557**
2021	40.692	18.907	**59.599**	2.244	17.997	**20.241**
2022	42.366	19.405	**61.771**	2.328	18.620	**20.948**
2023	44.000	19.998	**63.999**	2.407	19.270	**21.678**
2024	45.416	20.862	**66.278**	2.479	19.952	**22.432**
2025	46.844	21.761	**68.605**	2.553	20.658	**23.211**
2026	48.314	22.663	**70.977**	2.629	21.387	**24.017**
2027	49.837	23.554	**73.391**	2.708	22.140	**24.848**
2028	51.400	24.446	**75.846**	2.788	22.919	**25.707**
2029	53.002	25.400	**78.402**	2.871	23.723	**26.594**
2030	54.654	26.402	**81.055**	2.955	24.555	**27.511**
2031	56.353	27.422	**83.775**	3.043	25.415	**28.458**
2032	58.104	28.416	**86.520**	3.133	26.302	**29.435**
2033	59.910	29.413	**89.322**	3.225	27.219	**30.445**
2034	61.771	30.413	**92.184**	3.321	28.166	**31.487**
2035	63.689	31.418	**95.107**	3.419	29.144	**32.563**
2036	65.666	32.430	**98.096**	3.520	30.154	**33.674**

Es importante resaltar que los datos presentados son proporcionados por las empresas de generación y distribución, además de los Ex CDEC SIC y CDEC SING, para la fijación de precios de nudo de corto plazo, de octubre de cada año, por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE), de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N°86 del año 2012, del Ministerio de Energía. Además, se han encontrado otras proyecciones de demanda de energía eléctrica como las de Synex-Mercados (2015), que es presentada en el documento "Análisis Técnico-Económico de una Interconexión SIC-SING Marzo 2013-Anexo 3", donde se estima un consumo basado en la correlación con el PIB pér cápita (sin distinción entre ambos sistemas interconectados), de 138.313GWh para el año 2030, correspondiente al total del Nuevo Sistema Eléctrico Nacional, valor que sobrepasa el presentado en la tabla anterior y que por ende bajo un criterio conservador es desechado por esta memoria, sumado al hecho, que conforme a la simulación presentada en el apartado "Proyección de demanda" del Marco Teórico, al analizar los distintos modelos, se encuentra que el más representativo involucra tanto el PIB como el crecimiento de la población, para el caso del SIC, mientras que para el SING el más representativo involucraba sólo el crecimiento vegetativo, situación que difiere con el criterio presentado por Synex.

5.4. Mercado Potencial

De acuerdo a lo observado en la proyección de demanda, presentada por la CNE, en la cual se abarcan 20 años, a partir del año 2016, se espera un incremento de la demanda en ambos sistemas. En este sentido, para el SIC la demanda de los clientes regulados, aumenta en un 102%, al final del año 2036. Por otro lado, en el mismo sistema, el consumo de los clientes libres alcanza un crecimiento del 89%, en igual período. Ahora bien, los datos para el Sistema Interconectado del Norte Grande, reflejan un crecimiento de un 87% y 99%, para los clientes regulados y libres, respectivamente.

A continuación, se procede a detallar la evolución del consumo energético, para los clientes antes mencionados, de forma de poder determinar finalmente, el mercado objetivo al que el proyecto enfoca sus esfuerzos.

5.4.1. Clientes regulados

Actualmente, la industria de la distribución de energía eléctrica (potenciales clientes del parque fotovoltaico) está constituida por una serie de empresas que proveen de energía a los clientes regulados. Estas empresas, han presentado sus necesidades a la Comisión Nacional de Energía, con lo que el organismo ha podido crear la proyección de demanda antes presentada.

Ahora bien, de acuerdo al modelo planteado en el Marco Teórico, es necesario establecer el crecimiento vegetativo y del PIB, los cuales corresponden a estimaciones realizadas por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), a través de su Informe "Proyecciones y estimaciones de Población" y por la ONU, en un documento denominado "Chile: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País", ambos para el primer indicador, mientras que el segundo factor es determinado por los datos del Informe de Política Monetaria del Banco Central, correspondientes a Marzo de 2016, "utilizando el valor promedio del rango para cada uno de estos años. A partir del año 2018, se consideraron las proyecciones del Ministerio de Hacienda en base a los resultados del Comité Consultivo del PIB tendencial" (Comisión Nacional de Energía, 2017).

Tabla 55: Tasas de crecimiento de previsión de variables explicativas, período 2016-2036 [%] (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Año	Tasa Crecimiento PIB	Tasa Crecimiento Población
2016	1,80%	1,00%
2017	2,50%	1,00%
2018	3,70%	1,00%
2019	3,70%	0,90%
2020	3,70%	0,90%
2021	3,70%	0,70%
2022	3,70%	0,70%
2023	3,70%	0,70%
2024	3,70%	0,70%
2025	3,70%	0,70%
2026	3,70%	0,70%
2027	3,70%	0,70%
2028	3,70%	0,70%
2029	3,70%	0,70%
2030	3,70%	0,70%
2031	3,70%	0,70%
2032	3,70%	0,70%
2033	3,70%	0,70%
2034	3,70%	0,70%
2035	3,70%	0,70%
2036	3,70%	0,70%

Entonces, considerando los índices presentados en la tabla anterior, en conjunto con los antecedentes brindados por las concesionarias de distribución, donde sólo se consideran los clientes regulados, no incluyendo la venta a clientes libres, ni a otras empresas distribuidoras, la Comisión Nacional de Energía (2017), presenta en el Informe de Previsión de Demanda, los requerimientos energéticos para los citados clientes, los cuales son expuestos en la siguiente tabla.

Tabla 56: Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas concesionarias de distribución, en GWh anuales (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Distribuidora	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
EMELARI	335	352	369	385	402	419	436	455	473	492	511	531	551	571	592	614	637	660	685	710	736
ELIQSA	550	573	594	615	636	658	680	703	726	750	774	798	823	848	873	900	927	955	983	1.013	1.044
ELECDA SING	1.001	1.027	1.055	1.088	1.125	1.164	1.206	1.250	1.296	1.340	1.383	1.427	1.473	1.520	1.569	1.619	1.672	1.725	1.781	1.838	1.898
ELECDA SIC	21	22	22	23	23	23	24	24	25	25	26	26	27	27	27	28	28	29	29	30	30
EMELAT	742	785	814	842	871	900	930	960	990	1.021	1.052	1.084	1.116	1.148	1.182	1.216	1.252	1.288	1.326	1.364	1.404
CHILQUINTA	2.650	2.743	2.853	2.966	3.084	3.191	3.296	3.450	3.606	3.764	3.928	4.100	4.280	4.467	4.663	4.867	5.080	5.302	5.534	5.777	6.030
CONAFE	1.883	1.939	1.980	2.086	2.144	2.200	2.258	2.318	2.380	2.440	2.499	2.561	2.624	2.690	2.757	2.826	2.897	2.970	3.044	3.121	3.199
EMELCA	17	19	20	22	24	25	27	30	32	35	37	40	44	47	51	55	59	64	69	75	81
LITORAL	100	105	111	116	122	128	134	141	148	156	163	171	180	189	199	208	219	230	241	253	266
ENEL DISTRIBUCI	12.290	12.634	13.026	14.043	14.636	15.174	15.694	16.230	16.793	17.383	17.972	18.599	19.234	19.876	20.540	21.228	21.940	22.676	23.439	24.228	25.044
EEC	92	95	98	101	104	108	112	116	120	124	128	133	138	142	147	152	158	163	169	175	181
TIL-TIL	15	15	16	16	16	17	17	18	18	19	19	19	20	20	21	21	22	22	23	24	24
EEPA	298	305	313	321	329	337	345	354	363	372	381	391	400	410	421	431	442	453	464	476	488
LUZ ANDES	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	14	14	15	15	16	16	17	18
CGE DISTRIBUCIÓN	9.866	10.293	10.688	11.167	11.639	12.231	12.748	13.386	13.992	14.544	15.099	15.674	16.271	16.889	17.529	18.194	18.884	19.600	20.343	21.115	21.916
COOPERSOL	2	3	3	4	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	16	18	21	23	26	30	34
COOPELAN	107	113	120	127	135	143	151	160	170	180	191	203	215	228	241	256	271	287	305	323	342
FRONTEL	1.144	1.222	1.308	1.397	1.493	1.596	1.706	1.824	1.951	2.086	2.230	2.385	2.551	2.728	2.918	3.121	3.338	3.571	3.821	4.088	4.373
SAESA	2.402	2.533	2.691	2.838	2.997	3.160	3.334	3.517	3.710	3.915	4.130	4.357	4.596	4.848	5.115	5.397	5.695	6.010	6.342	6.693	7.065
CODINER	85	94	103	114	125	138	151	166	183	201	222	244	268	295	324	357	392	432	475	522	575
EDECSA	60	62	65	68	70	73	76	79	82	86	89	93	96	100	104	108	113	117	122	127	132
CEC	125	134	144	154	164	175	187	199	212	225	239	253	268	284	302	317	332	349	366	385	404
LUZLINARES	133	140	148	156	164	173	183	193	203	215	226	239	252	266	281	296	312	329	348	367	387
LUZPARRAL	104	112	121	130	140	151	162	175	188	203	219	235	254	273	294	317	341	367	396	426	459
COPELEC	203	223	245	265	286	309	333	360	388	419	438	458	478	500	522	546	570	596	623	651	680
COELCHA	63	66	69	72	75	78	80	83	84	85	85	86	86	87	88	88	89	89	90	90	91
SOCOEPA	32	35	37	40	44	47	51	55	59	64	69	75	81	87	97	105	113	122	128	138	149
COOPREL	43	46	50	53	57	61	65	70	75	80	85	91	98	105	112	120	128	137	147	157	168
LUZ OSORNO	178	186	196	205	215	226	237	249	261	274	288	302	318	333	350	368	386	406	426	448	470
CRELL	136	151	166	181	195	209	221	232	244	256	269	282	297	312	327	339	351	363	375	389	402
SING (*)	1.889	1.955	2.022	2.091	2.167	2.246	2.329	2.414	2.503	2.591	2.677	2.767	2.859	2.953	3.051	3.151	3.256	3.364	3.476	3.591	3.711
SIC (*)	32.799	34.082	35.410	37.510	39.162	40.882	42.536	44.400	46.290	48.182	50.099	52.115	54.203	56.366	58.626	60.975	63.428	65.989	68.661	71.456	74.377
TOTAL (*)	34.687	36.037	37.432	39.601	41.329	43.128	44.865	46.815	48.793	50.773	52.776	54.881	57.062	59.319	61.677	64.127	66.684	69.353	72.136	75.048	78.088

Ahora bien, esta información, si bien es una buena fuente de proyección, se debe contrastar con los requerimientos que realizan las distribuidoras, mediante las licitaciones de bloques de energía. Entonces, de las compañías mencionadas en la tabla anterior, es necesario verificar, ¿cuál es la energía que ellos realmente requerirán y en cuál etapa del día?

5.4.1.1. Licitaciones para clientes regulados

Dado que la intención de esta memoria, es crear el escenario más realista para la implementación de un parque fotovoltaico, es que se vuelve necesario establecer las posibilidades de mercado del proyecto, para lo cual, se toma como referencia la última licitación de bloques energéticos, subastada por el Ministerio de Energía, a través de la Resolución Exenta N°489.

Siguiendo el camino de lo enunciado en el párrafo anterior y de acuerdo a lo estudiado en el Capítulo 3, específicamente en la sección: Definición de licitación para

proyectos de generación de energía, en conjunto con lo expresado en las bases de la anteriormente citada licitación, se puede indicar que la distribución porcentual, de los distintos bloques de suministro para cada concesionaria, son los mencionados en la siguiente tabla, para un período de tiempo, que integra desde el año 2023 a 2042.

Tabla 57: Distribución Porcentual de los distintos bloques de suministro, para las empresas licitantes (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Empresa	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-42
EMELARI	0,65%	0,51%	0,42%	0,41%	1,28%	1,23%	1,22%	1,21%	1,19%	1,17%
ELIQSA	0,06%	0,13%	0,16%	0,20%	1,94%	1,86%	1,84%	1,81%	1,78%	1,74%
ELECDA SING	0,30%	0,39%	0,41%	0,47%	3,50%	3,37%	3,34%	3,32%	3,27%	3,21%
ELECDA SIC	0,00%	0,01%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%
EMELAT	1,57%	1,34%	2,26%	2,14%	1,97%	1,91%	1,90%	1,89%	1,88%	1,87%
CHILQUINTA	2,98%	7,23%	7,92%	7,41%	8,17%	7,95%	7,94%	7,94%	7,93%	7,92%
CONAFE	6,56%	5,31%	5,55%	5,45%	5,04%	4,89%	4,88%	4,86%	4,84%	4,83%
EMELCA	0,00%	0,05%	0,04%	0,04%	0,04%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%
LITORAL	0,08%	0,25%	0,29%	0,27%	0,27%	0,27%	0,26%	0,26%	0,26%	0,26%
ENEL DISTRIBUCIÓN	36,79%	37,14%	32,02%	35,03%	32,59%	34,35%	34,32%	34,29%	34,27%	34,25%
EEPA	0,92%	0,75%	0,64%	0,82%	0,77%	0,75%	0,75%	0,75%	0,75%	0,75%
CGE DISTRIBUCIÓN	28,36%	28,78%	33,74%	31,97%	29,73%	29,03%	29,09%	29,15%	29,24%	29,34%
COOPELAN	0,68%	0,53%	0,47%	0,45%	0,42%	0,42%	0,43%	0,44%	0,44%	0,45%
FRONTEL	5,86%	4,66%	4,11%	3,92%	3,66%	3,59%	3,61%	3,64%	3,66%	3,68%
SAESA	11,69%	9,29%	8,31%	7,91%	7,35%	7,17%	7,18%	7,19%	7,20%	7,21%
CODINER	0,35%	0,28%	0,26%	0,24%	0,23%	0,22%	0,22%	0,21%	0,21%	0,21%
EDECSA	0,04%	0,20%	0,22%	0,21%	0,20%	0,19%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
CEC	0,34%	0,30%	0,31%	0,30%	0,27%	0,26%	0,26%	0,26%	0,26%	0,26%
LUZLINARES	0,31%	0,51%	0,54%	0,50%	0,47%	0,46%	0,46%	0,47%	0,47%	0,47%
LUZPARRAL	0,29%	0,53%	0,49%	0,46%	0,44%	0,43%	0,44%	0,45%	0,45%	0,46%
COPELEC	0,75%	0,62%	0,59%	0,57%	0,53%	0,52%	0,52%	0,53%	0,53%	0,53%
COELCHA	0,31%	0,26%	0,27%	0,27%	0,26%	0,26%	0,27%	0,27%	0,28%	0,28%
SOCOEPA	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
COOPREL	0,16%	0,13%	0,13%	0,12%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,10%	0,10%
LUZOSORNO	0,75%	0,59%	0,53%	0,51%	0,46%	0,45%	0,44%	0,44%	0,44%	0,43%
CRELL	0,15%	0,16%	0,22%	0,23%	0,21%	0,21%	0,21%	0,21%	0,21%	0,21%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Entonces, si se consideran los valores de la Tabla 9: Descomposición de la energía licitada para el bloque de suministro N°1, y se multiplican por la distribución porcentual de los distintos bloques de suministro, presentados en la tabla anterior, la demanda energética proyectada, en GWh anual, para el bloque de energía 1-B, que comprende el horario de operación entre las 08:00 y las 17:59 hrs, es presentada en la siguiente tabla.

Tabla 58: Proyección de demanda de clientes regulados, informada por empresas concesionarias de distribución, en GWh anuales, para el proceso de licitación (Fuente: Elaboración Propia)

Bloque de Suministro N°1-B										
EMPRESA	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
EMELARI	11	8	7	7	21	20	20	20	19	19
ELIQSA	1	2	3	3	31	30	30	29	29	28
ELECDA SING	5	6	7	8	57	55	54	54	53	52
ELECDA SIC	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
EMELAT	25	22	37	35	32	31	31	31	30	30
CHILQUINTA	48	117	128	120	132	129	129	129	128	128
CONAFE	106	86	90	88	82	79	79	79	78	78
EMELCA	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
LITORAL	1	4	5	4	4	4	4	4	4	4
ENEL DISTRIBUCIÓN	596	602	519	567	528	556	556	555	555	555
EEPA	15	12	10	13	12	12	12	12	12	12
CGE DISTRIBUCIÓN	459	466	547	518	482	470	471	472	474	475
COOPELAN	11	9	8	7	7	7	7	7	7	7
FRONTEL	95	75	67	64	59	58	58	59	59	60
SAESA	189	150	135	128	119	116	116	116	117	117
CODINER	6	5	4	4	4	4	4	3	3	3
EDECSA	1	3	4	3	3	3	3	3	3	3
CEC	6	5	5	5	4	4	4	4	4	4
LUZLINARES	5	8	9	8	8	7	7	8	8	8
LUZPARRAL	5	9	8	7	7	7	7	7	7	7
COPELEC	12	10	10	9	9	8	8	9	9	9
COELCHA	5	4	4	4	4	4	4	4	5	5
SOCOEPA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COOPREL	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2
LUZ OSORNO	12	10	9	8	7	7	7	7	7	7
CRELL	2	3	4	4	3	3	3	3	3	3
Total	1620	1620	1620	1620	1620	1620	1620	1620	1620	1620

Ahora bien, de acuerdo a las mismas condiciones de la licitación, se establecen las subestaciones donde se realiza la compra de energía, para cada una de las distribuidoras, considerando los porcentajes de la energía que éstas requieren, mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 59: Distribución porcentual de energía por punto de compra. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Empresa	Lagunas 220	Atacama 220	Crucero 220	Encuentro 220	Tarapaca 220	Diego de Almagro 220	Cardones 220	Maitencillo 220	Pan de Azucar 220	Los Vilos 220
EMELARI	26,0%	0,0%	1,5%	0,0%	72,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ELIQSA	19,3%	0,0%	0,8%	0,0%	79,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ELECDA SING	0,0%	8,1%	78,7%	13,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ELECDA SIC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EMELAT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,1%	76,9%	16,8%	0,1%	0,0%
CHILQUINTA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CONAFE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,4%	54,2%	20,8%
EMELCA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LITORAL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ENEL DISTRIBUCION	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EEPA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CGED	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COOPELAN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
FRONTEL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SAESA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CODINER	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EDECSA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LUZLINARES	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LUZPARRAL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COPELEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COELCHA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SOCOEPA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COOPREL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LUZOSORNO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CRELL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	0,6%	0,2%	2,3%	0,4%	2,0%	0,2%	1,6%	0,5%	3,0%	1,1%

Empresa	Quillota 220	Nogales 220	Polpaico 220	Melipilla 220	Chena 220	Alto Jahuel 220	Cerro Navia 220	Rapel 220	Ancoa 220	Itahue 220
EMELARI	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ELIQSA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ELECDA SING	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ELECDA SIC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EMELAT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CHILQUINTA	85,6%	3,2%	2,7%	8,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CONAFE	22,0%	0,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EMELCA	95,7%	4,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LITORAL	78,6%	4,1%	0,0%	17,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ENEL DISTRIBUCION	0,3%	0,0%	22,3%	0,0%	19,1%	31,2%	27,1%	0,0%	0,0%	0,0%
EEPA	0,0%	0,0%	17,0%	0,0%	17,9%	51,9%	13,2%	0,0%	0,0%	0,0%
CGED	0,0%	0,0%	2,9%	3,3%	4,5%	24,8%	3,1%	3,2%	3,9%	20,8%
COOPELAN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
FRONTEL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SAESA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CODINER	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EDECSA	95,7%	4,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	98,1%
LUZLINARES	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	46,4%	16,8%
LUZPARRAL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	25,2%	17,9%
COPELEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,0%
COELCHA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SOCOEPA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COOPREL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LUZOSORNO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CRELL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	8,5%	0,3%	9,1%	1,7%	8,2%	18,7%	10,7%	0,9%	1,4%	6,5%

Empresa	Colbun 220	Charrua 220	Hualpen 220	Temuco 220	Lagunillas 220	Valdivia 220	Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	Los Ciruelos 220
EMELARI	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ELIQSA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ELECDA SING	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ELECDA SIC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EMELAT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CHILQUINTA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CONAFE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EMELCA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LITORAL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ENEL DISTRIBUCION	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EEPA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CGED	0,1%	16,7%	6,5%	7,0%	3,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COOPELAN	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
FRONTEL	0,0%	44,9%	0,6%	33,5%	21,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SAESA	0,0%	0,2%	0,0%	1,9%	0,0%	24,2%	17,1%	54,4%	2,2%
CODINER	0,0%	10,8%	0,0%	89,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EDECSA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CEC	0,0%	1,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LUZLINARES	0,0%	36,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
LUZPARRAL	0,0%	56,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COPELEC	0,0%	94,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COELCHA	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SOCOEPA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	78,1%	21,9%	0,0%	0,0%
COOPREL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	42,9%	57,1%	0,0%	0,0%
LUZOSORNO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	19,3%	67,5%	13,2%	0,0%
CRELL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	10,9%	89,1%	0,0%
TOTAL	0,0%	7,5%	1,9%	3,4%	1,6%	1,9%	1,6%	4,0%	0,1%

Lo anterior, es posible de llevar a términos de energía requerida por subestación, al ponderar los datos de la tabla de Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas concesionarias de distribución, en GWh anuales, (Tabla 58) por la distribución porcentual, expuesta en las estadísticas anteriores. Sin embargo, si se revisan los valores anuales, es posible apreciar como éstos cambian en cada período, por lo que es necesario establecer un criterio para el posterior dimensionamiento de la capacidad del parque fotovoltaico. En conformidad con lo anterior, el autor establece que se toma el máximo valor de demanda de energía, en cada barra de 220kV, de las subestaciones presentadas, decisión que es considerada a lo largo de la presente evaluación de factibilidad. De esta forma, los resultados que entrega el real mercado objetivo de clientes regulados, al que puede aspirar la nueva planta fotovoltaica, se traduce en los valores de energía presentados en las siguientes tres tablas.

Tabla 60: Máxima demanda de energía en GWh anuales, por punto de compra, en el horizonte de 20 años. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Bloque de Suministro N°1-B										
EMPRESA	Lagunas 220 kV	Atacama 220 kV	Crucero 220 kV	Encuentro 220 kV	Tarapaca 220 kV	Diego de Almagro 220 kV	Cardones 220 kV	Maitencillo 220 kV	Pan de Azúcar 220 kV	Los Vilos 220 kV
EMELARI	5,39	0,00	0,31	0,00	15,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELIQSA	6,07	0,00	0,25	0,00	25,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELECDA SING	0,00	4,59	44,62	7,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELECDA SIC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EMELAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,23	28,15	6,15	0,04	0,00
CHILQUINTA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CONAFE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,55	57,60	22,10
EMELCA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LITORAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENEL DISTRIBUCIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EEPA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CGE DISTRIBUCIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COOPELAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FRONTEL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SAESA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CODINER	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDECSA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LUZLINARES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LUZPARRAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COPELEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COELCHA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOCOEPA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COOPREL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LUZ OSORNO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CRELL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	11,46	4,59	45,19	7,48	40,17	2,23	28,15	8,70	57,64	22,10

Bloque de Suministro N°1-B										
EMPRESA	Quillota 220 kV	Nogales 220 kV	Polpaico 220 kV	Melipilla 220 kV	Chena 220 kV	Alto Jahuel 220 kV	Cerro Navia 220 kV	Rapel 220 kV	Ancoa 220 kV	Itahue 220 kV
EMELARI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELIQSA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELECDA SING	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELECDA SIC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EMELAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHILQUINTA	113,30	4,24	3,57	11,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CONAFE	23,38	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EMELCA	0,78	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LITORAL	3,69	0,19	0,00	0,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENEL DISTRIBUCIÓN	1,81	0,00	134,17	0,00	114,92	187,72	163,05	0,00	0,00	0,00
EEPA	0,00	0,00	2,53	0,00	2,67	7,74	1,97	0,00	0,00	0,00
CGE DISTRIBUCIÓN	0,00	0,00	15,85	18,04	24,60	135,55	16,94	17,49	21,32	113,69
COOPELAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FRONTEL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SAESA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CODINER	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDECSA	3,41	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,40
LUZLINARES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,06	1,47
LUZPARRAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,16	1,54
COPELEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73
COELCHA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOCOEPA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COOPREL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LUZ OSORNO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CRELL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	146,36	5,36	156,13	30,10	142,18	331,01	181,96	17,49	27,54	122,83

Bloque de Suministro N°1-B									
EMPRESA	Colbún 220 kV	Charrúa 220 kV	Hualpen 220 kV	Temuco 220 kV	Lagunillas 220 kV	Valdivia 220 kV	Barro Blanco 220 kV	Puerto Montt 220 kV	Los Ciruelos 220 kV
EMELARI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELIQSA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELECDA SING	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELECDA SIC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EMELAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHILQUINTA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CONAFE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EMELCA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LITORAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENEL DISTRIBUCIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EEPA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CGE DISTRIBUCIÓN	0,55	91,28	35,53	38,26	17,49	0,00	0,00	0,00	0,00
COOPELAN	0,00	11,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FRONTEL	0,00	42,62	0,57	31,80	19,94	0,00	0,00	0,00	0,00
SAESA	0,00	0,38	0,00	3,60	0,00	45,83	32,38	103,02	4,17
CODINER	0,00	0,61	0,00	5,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDECSA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CEC	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LUZLINARES	0,00	3,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LUZPARRAL	0,00	4,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COPELEC	0,00	11,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COELCHA	0,00	5,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOCOEPA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,76	0,00	0,00	0,00
COOPREL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,11	1,48	0,00	0,00
LUZ OSORNO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,34	8,20	1,60	0,00
CRELL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41	3,32	0,00
Total	**0,55**	**170,56**	**36,10**	**78,72**	**37,43**	**50,05**	**42,47**	**107,95**	**4,17**

Entonces, de los resultados obtenidos, es posible apreciar que si se inyecta energía a la barra de 220kV, de una de las subestaciones involucradas en la licitación, se puede optar a un contrato con más de una concesionaria de distribución eléctrica.

5.4.2. Clientes libres de generadoras

La estimación de la demanda de energía y potencia, de los clientes libres, es solicitada por la Comisión Nacional de Energía, a las empresas generadoras, de los sistemas interconectados actuales, para el período 2016-2036. A su vez, la CNE solicita a los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) de ambos sistemas, su propia proyección de requerimientos energéticos, para el mismo horizonte temporal.

A partir de dicha información, se obtiene la demanda de clientes libres del SING y del SIC, para el período antes descrito, de acuerdo a la fuente de información, presentada en las siguientes dos tablas.

Tabla 61: Proyección de demanda de clientes libres del SING en el período 2016-2036 [GWh] (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

	Fuente	
Año	Empresas Generadoras	CDEC-SING
2016	16.814	16.757
2017	16.551	17.757
2018	15.518	18.115
2019	16.055	18.421
2020	16.375	19.061
2021	16.514	20.972
2022	17.732	21.298
2023	17.912	21.647
2024	17.725	22.273
2025	16.137	22.917
2026	15.274	23.675
2027	14.470	24.487
2028	13.307	25.210
2029	10.451	26.181
2030	9.196	27.100
2031	6.998	28.102
2032	6.746	29.142
2033	6.034	30.220
2034	6.027	31.339
2035	3.748	32.498
2036	3.377	33.700

Tabla 62: Proyección de demanda de clientes libres del SIC en el período 2016-2036 [GWh] (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

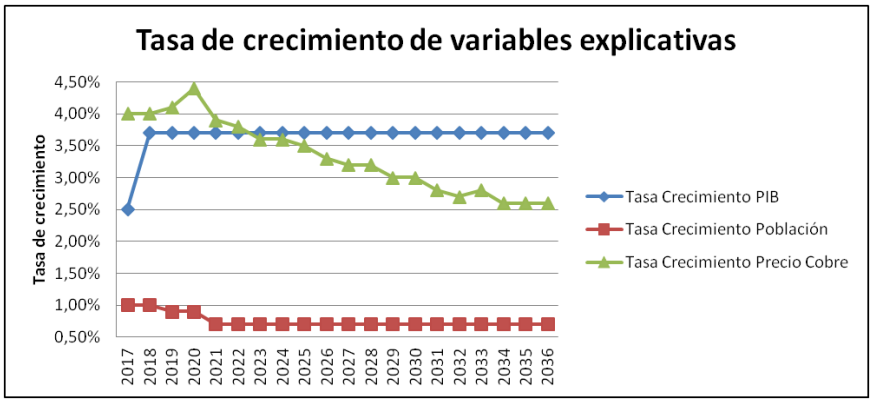
	Fuente	
Año	Empresas Generadoras	CDEC-SIC
2016	16.456	16.882
2017	16.758	20.239
2018	16.527	22.073
2019	16.351	23.642
2020	16.187	25.415
2021	13.093	27.195
2022	12.906	29.766
2023	11.807	31.598
2024	11.693	33.558
2025	11.497	35.715
2026	11.426	37.880
2027	11.459	40.089
2028	10.627	42.690
2029	10.626	45.169
2030	10.625	47.910
2031	10.624	50.577
2032	10.629	52.972
2033	10.622	55.482
2034	10.444	58.159
2035	10.182	61.093
2036	10.114	63.714

Claramente, las proyecciones realizadas por las empresas generadoras y los CDEC, difieren en una proporción importante. Al respecto, “debe tenerse en consideración que dada la cantidad y calidad de datos disponibles no es posible realizar una proyección

econométrica para clientes libres que logre un buen ajuste" (Comisión Nacional de Energía, 2017). Complementando lo anterior, la CNE establece que cuando se revisa la serie de datos para el consumo de los clientes libres, se presentan grandes volatilidades y no existe una clara tendencia de comportamiento, situación que es absolutamente fundamental para que un pronóstico econométrico sea exitoso, situación que condiciona la posibilidad de especificar un modelo de pronóstico para el consumo de los clientes libres.

Por la situación descrita en el párrafo anterior, la Comisión, decide establecer una proyección basada en la diferencia entre las proyecciones de demanda energética total y la proveniente de clientes regulados, por cada uno de los sistemas. Coherente con esto, se emplean los mismos índices de crecimiento de la población y del PIB, empleados en los cálculos de demanda de los clientes regulados. Sin embargo, para el caso particular del SING, se contempla además la tasa de crecimiento del precio del cobre, como un coeficiente dentro del modelo de regresión. De esta forma las variables que inciden en la simulación y sus respectivos crecimientos, son presentados en la siguiente gráfica.

Gráfico 39: Tasas de crecimiento de previsión de variables explicativas período 2017-2036 [%] (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)



Entonces, considerando los datos de los coeficientes antes mencionados, el modelo empleado por la Comisión Nacional de Energía (2017) para la proyección, distinguiendo según Sistema Interconectado, es el que se presenta a continuación.

Tabla 63: Modelos de previsión de demanda sistémicas (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Sistema	Alfa (α)	Beta (β)	Gama (γ)	Delta (δ)	Epsilon (ε)	R2	R2 Ajustado
	Constante	PIB	POB	Precio Cobre	Rezago		
SIC	-16,46	0,14	1,11		0,66	0,99	0,98
SING	-10,06	0,41	0,87	0,06		0,98	0,98

Así, de acuerdo con los modelos planteados por la CNE, en la tabla anterior, finalmente, se pueden presentar las proyecciones de crecimiento de la demanda energética, para el período 2016-2036, que representan a los clientes libres, de las generadoras, separadas de acuerdo al Sistema en que se encuentran conectados (SING o SIC), conforme a las seis tablas expuesta a continuación.

Tabla 64: Previsión de demanda de clientes libres del SING, determinada por la CNE, para el período 2016-2036 en [GWh]. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Nombre Cliente	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
A C F MINERA S.A.	21	25	28	28	32	33	36	35	39	42	41	43	44	47	49	51	53	55	58	60	63
ALGORTA NORTE	25	30	33	32	38	38	42	41	46	50	48	50	52	55	57	60	63	65	68	71	74
ANGLO AMERICAN NORTE MANTOS BLANCOS	206	214	219	228	233	242	248	259	266	273	285	295	305	315	325	336	348	359	371	384	396
ATACAMA MINERALS	18	18	19	20	21	22	22	24	24	25	27	28	29	30	32	33	35	36	38	39	41
BIO BIO CEMENTOS	78	92	103	100	116	119	131	127	141	154	150	155	162	170	178	185	193	202	210	219	229
CEMENTO POLPAICO S.A.	6	7	8	8	9	9	10	10	11	12	12	12	13	14	14	15	15	16	17	17	18
CIA MINERA CERRO COLORADO LTDA.	263	272	280	291	298	308	317	330	339	348	363	376	389	402	415	429	443	458	474	489	506
CIA.MINERA DOÑA INES DE COLLAHUASI	1.304	1.349	1.385	1.443	1.474	1.527	1.567	1.635	1.677	1.724	1.799	1.862	1.925	1.989	2.055	2.124	2.195	2.269	2.345	2.423	2.503
CODELCO DIVISIÓN CHUQUICAMATA	1.876	1.941	1.994	2.077	2.121	2.197	2.255	2.353	2.414	2.482	2.589	2.679	2.770	2.862	2.957	3.057	3.160	3.265	3.374	3.487	3.602
CODELCO DIVISIÓN GABY	416	430	442	460	470	487	499	521	535	550	573	593	613	634	655	677	700	723	747	772	798
CODELCO DIVISIÓN MINISTRO HALES	458	473	486	507	517	536	550	574	589	605	632	654	676	698	721	746	771	797	823	850	879
CODELCO DIVISIÓN RADOMIRO TOMIC	688	712	732	762	778	806	827	863	886	911	950	983	1.016	1.050	1.085	1.121	1.159	1.198	1.238	1.279	1.322
COMPAÑÍA MINERA CAN CAN S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COMPAÑÍA PORTUARIA MEJILLONES S.A.	8	10	11	10	12	12	14	13	15	16	16	16	17	18	18	19	20	21	22	23	24
COSAYACH	30	36	40	39	45	46	51	49	55	60	58	60	63	66	69	72	75	78	82	85	89
ECOMETALES	7	8	9	9	10	11	12	11	13	14	13	14	14	15	16	17	17	18	19	20	20
EL TESORO	181	187	192	200	204	212	217	227	233	239	250	258	267	276	285	295	304	315	325	336	347
EMPRESA DESALANT S.A.	72	84	94	92	107	109	120	116	129	141	137	142	149	156	163	170	177	185	193	201	210
EMPRESA MINERA CERRO DOMINADOR S.A.	21	22	23	24	25	26	27	28	29	31	32	34	35	37	38	40	42	44	45	47	50
ENAEX S.A.	41	48	54	53	61	63	69	67	74	81	79	82	85	89	94	98	102	106	111	116	121
GNL MEJILLONES	12	14	16	15	18	18	20	19	22	24	23	24	25	26	27	28	30	31	32	34	35
GRACE	43	45	46	49	50	52	54	57	59	62	65	68	71	74	77	81	84	88	92	96	100
HALDEMANN MINING COMPANY	40	41	43	45	47	49	50	53	55	57	60	63	66	69	72	75	78	82	85	89	93
INTERACID	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LOMAS BAYAS	330	341	350	365	372	386	396	413	424	436	455	471	486	503	519	537	555	573	593	612	633
MERIDIAN	95	112	125	122	141	144	159	154	171	187	182	189	197	206	216	225	235	245	256	267	278
MINERA ANTUCOYA	73	75	78	82	85	88	92	97	100	104	110	114	120	125	130	136	142	148	155	161	168
MINERA ESCONDIDA LIMITADA	3.890	4.024	4.134	4.305	4.397	4.555	4.675	4.878	5.005	5.145	5.368	5.555	5.743	5.933	6.131	6.337	6.551	6.770	6.996	7.228	7.468
MINERA ESPERANZA	1.029	1.065	1.094	1.139	1.163	1.205	1.237	1.291	1.324	1.361	1.420	1.470	1.519	1.570	1.622	1.677	1.733	1.791	1.851	1.913	1.976
MINERA MICHILLA S.A.	100	102	106	112	115	121	125	132	136	142	149	156	163	170	177	185	193	202	211	220	229
MINERA PUNTA DE LOBOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nombre Cliente	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
MINERA RAYROCK LTDA.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MINERA SIERRA GORDA	1.190	1.231	1.265	1.317	1.345	1.394	1.430	1.492	1.531	1.574	1.642	1.700	1.757	1.815	1.876	1.939	2.004	2.071	2.140	2.211	2.285
MINERA SPENCE S.A.	517	535	550	573	585	606	622	649	666	684	714	739	764	789	816	843	871	901	931	962	993
MOLY-COP CHILE S.A.	51	60	67	66	76	78	86	83	92	100	98	101	106	111	116	121	126	132	137	143	150
MOLYNOR S.A.	16	19	21	21	24	25	27	26	29	32	31	32	33	35	37	38	40	42	43	45	47
PAMPA CAMARONES	14	15	15	16	17	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	32	33
PLAZA ANTOFAGASTA S.A.	20	23	26	26	30	30	33	32	36	39	38	40	41	43	45	47	49	51	54	56	58
QUEBRADA BLANCA	81	95	107	104	120	123	136	131	146	159	155	161	168	176	184	192	200	209	218	227	237
QUÍMICA E INDUSTRIAL DEL BÓRAX S.A.	13	15	17	16	19	19	21	21	23	25	25	25	27	28	29	30	32	33	35	36	38
SABO CHILE	13	15	16	16	19	19	21	20	23	25	24	25	26	27	28	30	31	32	34	35	37
SCM EL ABRA	630	651	669	697	712	737	757	789	810	833	869	899	929	960	992	1.025	1.060	1.096	1.132	1.170	1.209
SOCIEDAD PUNTA DE LOBOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SQM NITRATOS	181	172	191	185	212	214	234	224	247	267	257	264	273	283	293	303	313	323	334	345	356
SQM NUEVA VICTORIA	66	78	87	85	98	100	111	107	119	130	126	131	137	143	150	157	163	170	178	186	194
SQM SALAR	262	250	278	268	307	311	339	325	357	387	373	382	395	410	425	439	453	468	484	500	516
TERMINAL MARITIMO PATACHE	1	1	1	1	1	1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3
XSTRATA COPPER CHILE ALTO NORTE	312	301	337	328	380	389	429	415	461	503	490	508	530	556	582	607	633	660	689	719	750
ZALDIVAR	417	436	452	475	490	513	532	560	581	603	635	664	693	724	755	788	823	859	897	936	976
TOTAL (*)	15.115	15.676	16.245	16.811	17.395	17.997	18.620	19.270	19.952	20.658	21.387	22.140	22.919	23.723	24.555	25.415	26.302	27.219	28.166	29.144	30.154

Tabla 65: Previsión de demanda de clientes libres del SIC, determinada por la CNE para el período 2016-2036 en [GWh]. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Nombre Cliente	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ACONCAGUA FOODS S.A.	11	12	12	12	12	13	13	13	14	14	14	15	15	16	16	17	17	17	18	18	18
AGROSUPER	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
AGUAS ANDINAS	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
AGUAS CCU NESTLE	7	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	11	11	11	11	12	12
ALTO MAIPO	65	101	68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ANGLO AMERICAN NORTE MANTOVERDE	178	187	193	197	203	207	213	220	229	239	249	259	269	279	290	300	311	321	331	342	352
ANGLO AMERICAN SUR S.A. Chagres	150	157	162	166	170	174	178	184	192	200	209	217	225	234	243	252	261	269	278	286	295
ANGLO AMERICAN SUR S.A. El Soldado	228	239	246	252	259	264	272	280	292	305	318	330	343	356	370	383	397	410	423	436	449
ANGLO AMERICAN SUR S.A. Los Bronces	1.505	1.571	1.611	1.641	1.681	1.704	1.743	1.789	1.858	1.928	1.999	2.066	2.135	2.206	2.279	2.352	2.421	2.490	2.557	2.623	2.689
ARMADA	7	7	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	11	11	11	11	11
ASERRADEROS ARAUCO S.A.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
ASERRADEROS MININCO S.A.	15	15	16	16	16	16	17	17	17	18	19	19	20	20	21	21	22	22	23	23	24
ASTRONOMY AND ENERGY	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4
C.A.P. HUACHIPATO	356	374	385	394	406	414	425	438	458	477	497	517	537	557	578	600	621	641	662	683	703
C.M.P. CERRO NEGRO NORTE	184	193	199	204	210	214	220	226	236	246	257	267	277	288	299	310	320	331	342	352	363
C.M.P. HIERRO ATACAMA	98	103	106	108	111	114	117	120	126	131	136	142	147	153	159	165	170	176	182	187	193
C.M.P. LOS COLORADOS	56	58	59	60	61	62	63	64	66	69	71	73	75	77	79	81	83	85	87	89	90
C.M.P. MINAS EL ALGARROBO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C.M.P. MINAS EL ROMERAL	66	69	70	71	73	73	74	76	79	81	84	86	89	91	94	96	98	101	103	105	107
C.M.P. PLANTA PELLETS	283	296	305	313	322	328	337	348	363	378	394	410	425	442	458	476	492	508	525	541	557
C.M.P. PUERTO PUNTA TOTORALILLO	65	68	69	70	72	72	74	75	78	80	83	85	87	90	92	95	97	99	102	104	106
CAN CAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CANDELARIA	776	813	838	859	884	900	926	954	996	1.039	1.083	1.124	1.168	1.212	1.259	1.306	1.351	1.396	1.441	1.486	1.530
CARTULINAS CMPC CHAMPULLO	52	54	55	55	56	57	58	59	61	63	65	67	69	71	73	75	77	78	80	82	83
CARTULINAS CMPC COLBÚN	77	80	81	82	84	85	86	88	91	94	97	100	102	105	108	111	114	117	119	122	124

Nombre Cliente	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CASERONES	815	855	881	902	928	946	972	1.002	1.047	1.092	1.137	1.181	1.227	1.274	1.322	1.372	1.419	1.467	1.514	1.561	1.607
CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEMENTO POLPAICO	157	165	170	174	179	182	188	193	202	211	219	228	237	246	255	265	274	283	292	301	310
CEMENTOS BIO BIO	128	134	138	141	146	148	152	157	164	171	178	185	192	200	207	215	222	230	237	245	252
CEMENTOS BIO BIO SUR	63	66	67	68	69	70	71	73	75	78	80	82	85	87	89	92	94	96	98	100	102
CEMENTOS LA UNION	14	14	15	15	15	15	16	16	16	17	17	18	18	19	19	20	21	21	21	22	22
CERVECERA CCU CHILE	40	41	42	43	43	44	45	46	47	49	50	52	53	55	56	58	59	60	62	63	64
CHILENA DE MOLDEADOS S.A.	15	16	16	16	16	17	17	17	18	18	19	19	20	21	21	22	22	23	23	24	24
CIA. MINERA MANTOS DE ORO	6	6	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9	9	10	10	10
CMPC CELULOSA	39	41	41	42	43	43	44	45	46	48	49	51	52	54	55	57	58	59	61	62	63
CMPC CELULOSA S.A. PLANTA AGA	41	42	43	44	44	45	46	47	48	50	51	53	54	56	57	59	60	62	63	64	66
CMPC CELULOSA S.A. PLANTA INDURA	4	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7
CMPC CELULOSA S.A. PLANTAS RELEVANTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CMPC CHUMPULLO	10	10	10	11	11	11	11	11	12	12	12	13	13	14	14	14	15	15	15	16	16
CMPC CORONEL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CMPC MADERAS S.A.	46	48	49	50	51	51	52	53	55	57	59	60	62	64	66	67	69	71	72	74	75
CMPC MADERAS S.A. PLANTA PLYWOOD	64	66	68	69	70	70	72	73	76	78	81	83	85	88	90	93	95	97	99	101	103
CMPC MULCHEN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CMPC TISSUE S.A.	110	114	117	119	122	123	126	129	134	138	143	148	153	157	162	167	172	177	181	186	190
CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	788	859	921	980	1.049	1.111	1.187	1.273	1.381	1.498	1.622	1.752	1.891	2.041	2.203	2.376	2.555	2.745	2.946	3.157	3.381
CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL SALVADOR	526	552	569	582	599	611	628	647	676	705	734	763	792	822	854	886	916	947	977	1.008	1.038
CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL TENIENTE	1.708	1.791	1.846	1.891	1.946	1.983	2.038	2.101	2.194	2.288	2.384	2.476	2.572	2.670	2.772	2.875	2.975	3.074	3.173	3.271	3.369
CODELCO CHILE - DIVISIÓN VENTANAS	328	344	355	363	374	381	391	404	421	440	458	476	494	513	532	552	571	591	610	628	647
COMPAÑIA EXPLOTADORA DE MINAS SCM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COMPAÑÍA MINERA DAYTON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COMPAÑIA MINERA TECK CARMEN DE ANDACOLLO	492	516	532	544	560	571	587	605	632	659	686	713	741	769	798	828	857	885	914	942	970
CRISTALERIAS CHILE S.A.	85	89	90	92	93	94	96	98	101	105	108	111	114	117	120	124	127	130	133	135	138
CRISTALERIAS TORO S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DATALUNA	57	60	61	62	63	63	65	66	68	70	73	75	77	79	81	83	85	87	89	91	93
EKA CHILE	250	262	270	277	285	290	298	307	321	335	349	362	376	391	406	421	435	450	464	479	493

Nombre Cliente	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
EMBOTELLADORES CHILENAS UNIDAS S.A.	22	23	24	24	24	25	25	26	26	27	28	29	30	31	31	32	33	34	35	35	36
EMPRESA DE FERROCARRILES DEL ESTADO	21	22	22	23	23	23	24	24	25	26	27	28	28	29	30	31	31	32	33	34	34
ENAMI	174	182	188	192	198	202	207	214	223	233	242	252	261	271	282	292	302	312	322	332	342
ENAP REFINERIAS	508	533	550	563	579	590	607	625	653	681	710	737	766	795	825	856	885	915	944	974	1.003
ENTEL CHILE S.A.	13	13	13	14	14	14	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20	20
ERCO CHILE	250	262	270	277	285	290	298	308	321	335	349	363	377	391	406	421	436	450	465	479	493
FABRICA DE ENVASES PLASTICOS S.A.	23	24	24	25	25	25	26	26	27	28	29	30	31	32	32	33	34	35	36	36	37
FAENADORA SAN VICENTE LTDA.	70	73	74	75	77	77	79	80	83	86	88	91	93	96	99	101	104	106	109	111	113
FORESTAL LEÓN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
FORESTAL Y PAPELERA CONCEPCION S.A.	56	59	60	61	62	62	63	65	67	69	71	73	75	77	80	82	84	86	88	89	91
FUNDICION TALLERES S.A.	26	27	28	28	29	29	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	42
GNL QUINTERO	67	70	71	72	74	74	76	77	80	83	85	88	90	93	95	98	100	102	105	107	109
HP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCHALAM S.A.	23	24	24	24	25	25	26	26	27	28	29	30	30	31	32	33	34	35	35	36	37
LO VALDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
MAERSK	13	14	14	14	14	15	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20	20	21	21
MARICUNGA	91	94	96	98	100	100	102	104	108	111	115	118	122	125	128	132	135	138	141	144	147
MASISA	160	168	173	177	182	186	191	197	205	214	223	232	241	250	260	269	279	288	297	306	316
MELON S.A.	126	132	136	139	143	146	150	155	162	169	176	182	189	197	204	212	219	226	234	241	248
MERVAL	16	16	17	17	17	17	18	18	19	19	20	21	21	22	22	23	23	24	25	25	26
METRO S.A	363	381	393	402	414	422	434	447	467	487	507	527	547	568	590	612	633	654	675	696	717
MINERA ALTOS DE PUNITAQUI	31	32	33	33	34	34	35	36	37	38	39	40	42	43	44	45	46	47	48	49	50
MINERA AMALIA	30	32	32	33	33	34	34	35	36	37	38	39	41	42	43	44	45	46	47	48	49
MINERA CENTENARIO COPPER CHILE	60	62	63	64	66	66	67	69	71	73	76	78	80	82	84	87	89	91	93	95	97
MINERA LAS CENIZAS	90	94	96	97	99	100	102	104	107	111	114	117	121	124	128	131	134	137	140	143	146
MINERA PASO SAN FRANCISCO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MINERA TRES VALLES	12	12	12	13	13	13	13	13	14	14	15	15	16	16	16	17	17	18	18	18	19
MINOSAL	61	63	65	66	67	67	69	70	72	75	77	79	82	84	86	89	91	93	95	97	99
MOLY-COP CHILE S.A.	55	57	58	59	60	60	61	63	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85	86	88
MOLYMET	50	52	53	53	54	55	56	57	59	61	63	65	66	68	70	72	74	76	77	79	80

Nombre Cliente	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
OCCIDENTAL CHEMICAL CHILE	164	172	177	181	187	190	196	202	210	220	229	238	247	256	266	276	285	295	304	314	323
PANELES ARAUCO S.A. MDP TENO	37	38	39	40	40	41	42	42	44	45	47	48	49	51	52	54	55	56	57	59	60
PANELES ARAUCO S.A. NVA. ALDEA	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	9	9	9	9	9	10
PANELES ARAUCO S.A.CHOLGUAN	74	76	78	79	81	81	83	84	87	90	93	96	98	101	104	107	109	112	114	117	119
PAPELERA DEL PACÍFICO S.A.	48	49	50	51	52	53	54	55	56	58	60	62	64	65	67	69	71	72	74	75	77
PAPELES CORDILLERA S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAPELES NORSKE SKOG BÍO-BÍO LTDA.	190	200	206	211	217	221	227	234	245	255	266	276	287	298	309	321	332	343	354	365	376
PELAMBRES	1.219	1.272	1.304	1.329	1.361	1.380	1.411	1.448	1.504	1.561	1.619	1.673	1.729	1.786	1.845	1.904	1.960	2.016	2.070	2.124	2.177
PETRODOW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PETROQUIM	36	37	38	39	39	40	40	41	43	44	45	47	48	49	51	52	53	55	56	57	58
PLANTA ARAUCO	11	11	12	12	12	12	12	13	13	13	14	14	15	15	15	16	16	17	17	17	18
PLANTA CONSTITUCIÓN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
PLANTA LICANTÉN S.A.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
PLANTA VALDIVIA	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	7
PROACER	65	68	69	70	71	72	73	75	77	80	82	85	87	90	92	95	97	99	101	104	106
PTO.VENTANAS S.A.(PACSA)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
PTO.VENTANAS S.A.(PVSA)	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	9	9	9	9	9
RIO COLORADO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SOC. IND. PIZARREÑO	12	13	13	13	13	14	14	14	15	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	19	20
SOCIEDAD CONTRACTUAL MINERA ATACAMA KOZAN	44	45	46	47	48	48	49	50	52	54	55	57	59	60	62	64	65	67	68	69	71
SOCIEDAD PUNTA DEL COBRE	98	102	104	105	107	108	110	113	116	120	124	127	131	135	138	142	146	149	152	156	159
SOPRAVAL	29	30	31	31	32	32	33	33	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
TPS	17	17	18	18	18	18	19	19	20	20	21	22	22	23	23	24	25	25	26	26	27
VALLE CENTRAL	288	299	305	310	316	318	324	331	342	353	364	374	385	396	407	418	428	438	448	457	466
VIÑA SAN PEDRO	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7
TOTAL (*)	14.741	15.485	15.918	16.224	16.697	17.013	17.487	18.034	18.833	19.651	20.486	21.293	22.137	23.000	23.907	24.831	25.731	26.634	27.540	28.450	29.366

5.5. Mercado Objetivo

De los resultados expuestos en la sección anterior, es posible determinar el conjunto de clientes al que el parque fotovoltaico destina sus recursos.

Tal como se ha planteado en el análisis de los clientes libres, la proyección de demanda presenta ciertas aproximaciones, que vuelven un tanto imprecisos sus valores esperados. En ese sentido, es posible apreciar escenarios diametralmente opuestos entre las proyecciones de las compañías generadoras y los Centros de Despacho Económico de Carga, donde las primeras, proyectan una caída en la demanda de energía, que va desde los 16.814 GWh en el año 2016 a los 3.377 GWh a fines del año 2036, en el caso del SING, mientras que para el SIC los números no son más favorables, alcanzando una variación que va desde los 16.882 GWh a los 10.114 GWh, en el mismo período mencionado anteriormente. En contraposición, siempre contemplando el ciclo 2016-2036, los CDEC proyectan alzas que van desde los 16.757 GWh a los 33.700 GWh, para el SING y un incremento desde los 16.882 GWh a los 63.714 GWh, para el caso del SIC.

Lo anterior, sumado al hecho de que se espera una caída en el crecimiento del precio de Cobre, incluso por debajo del 3%, a partir del año 2030, hace prever un escenario

riesgoso para la industria de la generación de electricidad, cuando se piensa en el segmento de clientes libres.

Conforme a esto, la mejor forma en que se puede asegurar la rentabilidad del proyecto en cuestión, es que previo a la implementación del parque fotovoltaico, es necesario firmar un contrato, condicionando el precio, de acuerdo a la cantidad de energía vendida y a la potencia instalada por la planta, de forma de asegurar los ingresos.

Lo anterior es importante, ya que la posibilidad de que la compañía que atiende a clientes libres pueda pasar a suministrar energía a clientes regulados es muy baja, dado que para éstos últimos, la venta de energía ha sido coordinada a través de las licitaciones.

Por todas las condiciones antes descritas, esta memoria no sigue profundizando en el segmento de clientes libres, por lo que se centra en la venta de energía a los clientes regulados.

Ahora bien, dependiendo del Estudio Técnico, que se aborda en el siguiente capítulo, se establece cuál es la mejor opción para la generadora, considerando aspectos de localización, capacidad, entre otros factores.

5.6. Proyección de Oferta

La industria de la generación de energía eléctrica, tal como se ha mencionado anteriormente, se encuentra en pleno proceso de transformación, incorporando en los últimos años, de manera acelerada, las ERNC dentro de su matriz, gracias a la creación de la Política Energética 2050.

De acuerdo a lo anterior, se debe tener claro, que el primer factor a considerar, al momento de proyectar la oferta, es la satisfacción de la demanda de energía de los consumidores y para ello se consideran los valores establecidos en la sección anterior, específicamente en la Proyección de la Demanda.

Además, se considera la ley N°20.698, que indica la manera en que deben ser incorporadas las ERNC, en la composición energética del Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo a lo revisado en el Capítulo de Antecedentes Generales, es decir incrementos de

1% en la participación de las energías renovables no convencionales, hasta llegar al año 2020, comenzando con un 5% en el año 2013. Luego, en el año 2021, comienzan incrementos de 1,5%, hasta llegar al año 2024 cuando se aumenta a un 2%, de forma de completar el 20% en el año 2025, lo que corresponde a la primera meta de la Política Energética.

Posteriormente, por simplicidad, el autor considera incrementos relativos de 4%, para cada año respecto al anterior, del período comprendido entre el 2026 y 2035, llegando a una cuota de mercado de las ERNC de un 60%, luego de transcurrido el ciclo, lo que está en línea con lo requerido por la autoridad.

Continuando con el proceso de estimación, entre los años 2036 y 2049, se consideran alzas de 0,5%, en el uso de energías limpias, culminando con un ascenso de 3%, que permite lograr el 70% de participación de fuentes no convencionales, en la matriz energética nacional, logro pretendido por el Gobierno de Chile, a través del Ministerio de Energía.

Otro supuesto para la proyección realizada por la CNE, consiste en la distribución horaria de la demanda energética, la que emplea como base, los datos de venta de energía que se subastan en la licitación antes estudiada, de la que se puede obtener factores de ponderación, de forma de determinar la potencia instalada necesaria para cumplir con los requerimientos de los clientes, tanto regulados como libres. Los factores antes mencionados, se obtienen de dividir la cantidad de energía de cada bloque (1-A, 1-B, 1-C) por el total de energía (1A+1B+1C), obteniendo los ponderadores que se presentan a continuación.

Tabla 66: Ponderadores para el cálculo de potencia instalada requerida (Fuente: Elaboración Propia)

Bloque horario	Cantidad de energía	Ponderador
1-A	1.100	0,311
1-B	1.620	0,458
1-C	820	0,232
Total	3.540	1

Finalmente, los resultados del análisis expuesto, para cada uno de los sistemas (SIC y SING), son mostrados en las siguientes dos tablas.

Tabla 67: Previsión de oferta SIC, para el horizonte 2016-2036, en MW (Fuente: Elaboración Propia)

	PREVISIÓN DE OFERTA SIC [MW]								
Año	Cliente Regulado	ERNC regulados	Convencional regulados	Cliente libre	ERNC libres	Convencional libres	Total ERNC	Total Convencional	Total Capacidad requerida
2016	10.452	836	9.616	5.514	441	5.073	1.277	14.689	15.966
2017	10.836	975	9.861	5.721	515	5.206	1.490	15.067	16.557
2018	11.288	1.129	10.159	5.883	588	5.294	1.717	15.453	17.170
2019	11.946	1.314	10.632	5.859	645	5.215	1.959	15.847	17.805
2020	12.487	1.498	10.988	5.975	717	5.258	2.215	16.246	18.462
2021	13.068	1.764	11.304	6.072	820	5.252	2.584	16.556	19.140
2022	13.606	2.041	11.565	6.232	935	5.297	2.976	16.862	19.838
2023	14.131	2.332	11.799	6.422	1.060	5.363	3.391	17.162	20.553
2024	14.585	2.625	11.960	6.700	1.206	5.494	3.831	17.454	21.285
2025	15.044	3.009	12.035	6.988	1.398	5.591	4.406	17.626	22.032
2026	15.516	3.724	11.792	7.278	1.747	5.531	5.471	17.323	22.794
2027	16.005	4.481	11.524	7.564	2.118	5.446	6.599	16.970	23.569
2028	16.507	5.282	11.225	7.851	2.512	5.339	7.794	16.563	24.358
2029	17.022	6.128	10.894	8.157	2.937	5.220	9.064	16.114	25.179
2030	17.552	7.021	10.531	8.479	3.392	5.087	10.412	15.618	26.031
2031	18.098	7.963	10.135	8.806	3.875	4.932	11.838	15.066	26.904
2032	18.660	8.957	9.703	9.126	4.380	4.745	13.337	14.449	27.786
2033	19.240	10.005	9.235	9.446	4.912	4.534	14.916	13.769	28.686
2034	19.837	11.109	8.728	9.767	5.470	4.298	16.579	13.026	29.605
2035	20.453	12.272	8.181	10.090	6.054	4.036	18.326	12.217	30.543
2036	21.088	12.759	8.330	10.415	6.301	4.114	19.059	12.444	31.503

Tabla 68: Previsión de oferta SING, para el horizonte 2016-2036, en MW (Fuente: Elaboración Propia)

	PREVISIÓN DE OFERTA SING [MW]								
Año	Cliente Regulado	ERNC regulados	Convencional regulados	Cliente libre	ERNC libres	Convencional libres	Total ERNC	Total Convencional	Total Capacidad requerida
2016	605	48	556	4.854	388	4.466	437	5.022	5.459
2017	623	56	567	5.034	453	4.581	509	5.148	5.658
2018	645	65	581	5.862	586	5.276	651	5.856	6.507
2019	669	74	596	5.399	594	4.805	667	5.400	6.068
2020	694	83	611	6.281	754	5.527	837	6.138	6.975
2021	721	97	623	5.780	780	5.000	878	5.623	6.500
2022	748	112	636	6.727	1.009	5.718	1.121	6.354	7.475
2023	773	128	646	6.189	1.021	5.168	1.149	5.813	6.962
2024	796	143	653	7.204	1.297	5.907	1.440	6.560	8.000
2025	820	164	656	6.634	1.327	5.307	1.491	5.963	7.454
2026	844	203	642	7.713	1.851	5.862	2.054	6.504	8.557
2027	870	243	626	7.110	1.991	5.119	2.234	5.745	7.980
2028	895	287	609	8.256	2.642	5.614	2.928	6.223	9.151
2029	922	332	590	7.619	2.743	4.876	3.075	5.466	8.541
2030	949	380	569	8.835	3.534	5.301	3.914	5.870	9.784
2031	977	430	547	8.162	3.591	4.571	4.021	5.118	9.139
2032	1.006	483	523	9.453	4.537	4.915	5.020	5.439	10.459
2033	1.036	539	497	8.741	4.546	4.196	5.084	4.693	9.777
2034	1.066	597	469	10.112	5.663	4.449	6.260	4.918	11.178
2035	1.098	659	439	9.360	5.616	3.744	6.274	4.183	10.457
2036	1.130	684	446	10.814	6.543	4.272	7.226	4.718	11.945

Ahora bien, es claro que hasta el año 2018, la proyección realizada presenta un carácter conservador, ya que de acuerdo a lo expuesto en el capítulo de Antecedentes Generales, específicamente en la sección de Matriz Energética, se espera que hacia el año 2018, el uso de ERNC como fuentes de electricidad alcance un 17%, considerando los proyectos que actualmente se encuentran en construcción, lo que equivale a alrededor de 4.307 MW de potencia instalada, lo que supera los 2.368 MW, que son el resultado de sumar la capacidad esperada en ERNC de ambos sistemas (1.717 MW para el SIC y 651 MW para el SING) esperados para el mismo año, de acuerdo a la estimación presentada en la Tabla 67 y la Tabla 68. Sin embargo, dado que el período relevante para el proyecto, abarca los años 2023 y 2042, ambos inclusive, los valores esperados, mostrados en las tablas anteriores se consideran una buena aproximación, ya que va de la mano con el escenario que pretende el gobierno.

Por otra parte, de acuerdo a lo planteado en el estudio de la demanda energética y de la segmentación de mercado realizada, cuando se aborda la proyección de la oferta, se debe revisar las empresas que pueden quitar participación de mercado a la planta fotovoltaica en estudio. Dado el horario de producción de la planta, el bloque energético al que se enfoca el proyecto, la localización y el nivel de capacidad que aspira conseguir la planta (estos dos últimos puntos a tratar en el siguiente capítulo), no resulta difícil establecer que los principales competidores son las otras plantas fotovoltaicas que aspiran a incorporarse a la industria o que en este momento cuentan con capacidad ociosa, lo que confirma lo manifestado en la sección 4.5.1, respecto al análisis de la Industria.

5.7. Análisis del Sistema de Comercialización

Dado que ya se ha definido el segmento al que el proyecto apunta, el que consiste en los clientes regulados del nuevo Sistema Eléctrico Nacional, que involucra tanto a los clientes del SIC como del SING, por tener una proyección de demanda más confiable que en el caso de los clientes libres y garantizar ingresos por parte de las distribuidoras eléctricas, es posible establecer la estrategia que se lleva a cabo para la venta del servicio.

5.7.1. Marketing Estratégico

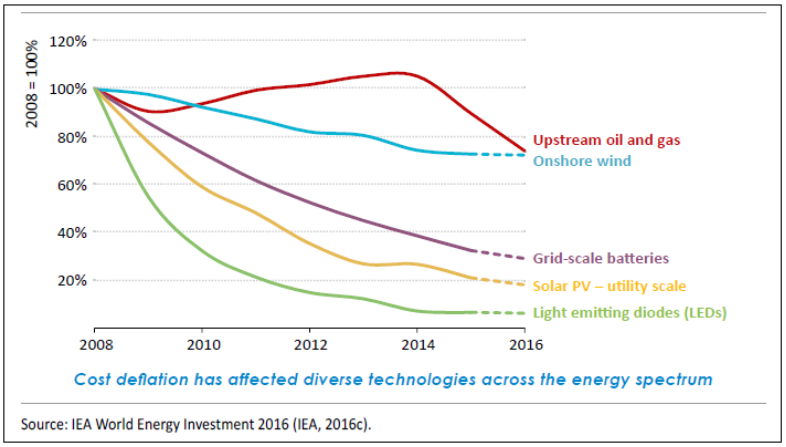
5.7.1.1. Ventaja competitiva

En el transcurso de esta memoria ha sido posible ir presentando alguna de las bondades que la energía eléctrica, originada a partir de la radiación solar, es capaz de brindar en comparación con otras fuentes de electricidad. Si bien, el producto que se aborda es un commodity, su impacto en la sociedad marca una diferencia a la hora de evaluar esta fuente en contraste con otras.

Tal como se ha planteado en la sección de Análisis Externo, tratado en el Capítulo de Diagnóstico, la evolución en la tecnología de las celdas y módulos fotovoltaicos, ha permitido conseguir hoy en día una forma de generación, que es altamente competitiva, incluso cuando se compara con los medios convencionales de suministro.

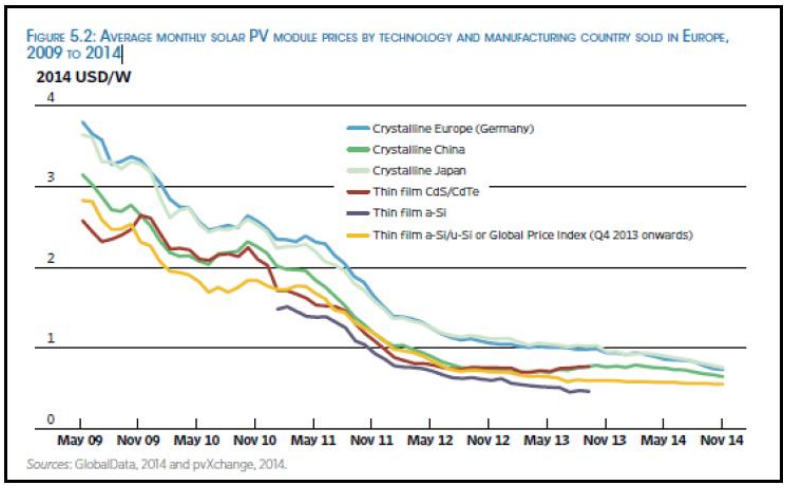
Coherente con lo anterior, a continuación se presenta un gráfica que deja en evidencia la tendencia mundial en materia de costos, en las tecnologías empleadas como medios de generación de electricidad y usos de ésta, extraído del documento: Key Electricity Trends Excerpt from: Electricity Information, generado por la Agencia Internacional de Energía (IEA).

Gráfico 40: Tendencia global, en materia de costos para tecnologías de generación (Fuente: IEA, 2016)



Complementando lo anterior, es posible apreciar una caída en los precios de los paneles fotovoltaicos, a nivel internacional, tal como se demuestra en el siguiente gráfico.

Gráfico 41: Evolución de precios de módulos fotovoltaicos tipo cristalinos y de película delgada, período 2009-2014 (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016)



Además, destaca el hecho de que la construcción de una planta fotovoltaica presente un tiempo menor a otros tipos de centrales como pueden ser la hidroeléctrica o las térmicas, las que pueden tardar de dos a cuatro años sólo en su implementación, de acuerdo a la experiencia en instalaciones de esta naturaleza. Lo anterior, se ve ratificado en la Resolución Exenta N°69, con referencia a la Aprobación del "Informe de Costos de Tecnologías de Generación", de Enero de 2017 (Comisión Nacional de Energía, 2017), desde donde se extrae la siguiente tabla con la información del tiempo de ejecución de estudios, obras y puesta en servicio para la entrada en operación de una planta de generación eléctrica, discriminando de acuerdo al tipo de tecnología empleada.

Tabla 69: Plazos referenciales de construcción, montaje y puesta en servicio (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Tecnología	Tiempo de construcción (años)	Años 1	2	3	4	5	6	7	8
Térmica a Carbón	4								
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	2								
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	3								
Térmica Diésel TG	2								
Térmica Diésel GMC	1								
Hidráulica de Embalse	6								
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	5								
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	3								
Térmica a Biomasa	3								
Térmica a Biogás	3								
Eólica	2								
Geotérmica	4								
Solar Fotovoltaica	1								
Solar Térmica	4								

Nuevamente, comparando las instalaciones de las centrales convencionales con las de una planta fotovoltaica, las últimas presentan una menor cantidad de equipamiento y su diseño es más sencillo, por lo que las tareas de mantenimiento de sus instalaciones son menos complejas y costosas para la organización.

Además, el presente proyecto, tiene la particularidad de estar acotada a un horario de operación bien definido, lo que puede parecer una desventaja, sin embargo, esto permite tener claridad de la capacidad a instalar y apuntar a clientes específicos, lo que se contrapone con la operación de las centrales convencionales, que aspiran a generar energía la mayor cantidad de horas, de acuerdo a su evaluación de proyecto. Lo anterior, implica que por ejemplo para centrales térmicas, que tienen una alta dependencia del precio de los combustibles, su decisión de producción va a depender absolutamente del driver antes mencionado, lo que ante un escenario de alza de precio y con un contrato de suministro de por medio, obliga a las centrales a comprar energía a otras generadoras, en el mercado spot, estando sujetas a la tarifa horaria de ese minuto.

Por su parte, las centrales hidroeléctricas presentan dependencia de los niveles de embalses, lo que en los últimos años ha presentado condiciones no muy favorables para estas participantes de la industria, lo que también puede llevarlas a acudir al mercado spot para cumplir sus contratos de suministro.

En contraposición, el nivel de costos de operación de los parques es de los más reducidos en la industria, ya que básicamente está compuesto del pago de las remuneraciones del personal de la compañía y no requiere de insumos como materias primas para la generación, lo que le entrega una mayor independencia a las fluctuaciones macroeconómicas, que otros tipos de generadoras.

5.7.1.2. Estrategia genérica

De acuerdo a lo expresado en el Marco Teórico, específicamente en el esquema: Determinación de Estrategia Genérica (Manríquez Osorio María, 2015), la industria y el mercado de la generación de energía eléctrica, se encuentran tan estructurados y cuentan con organizaciones que poseen un nivel de participación de mercado tan importante, que para un nuevo integrante de la industria, se considera que la mejor estrategia es tratar de

establecer una organización que permita reducir sus costos, lo que permita entregar precios más bajos. En esa misma búsqueda, se puede aprovechar la condición de ERNC, en el pago de peajes a las empresas trasmisoras, considerando la restricción de excedentes de potencia inferiores a 9MW, para la liberación del costo antes mencionado, conforme a lo expresado en la ley N° 19.940.

Entendiendo que la nueva planta fotovoltaica, tiene su conexión al Sistema Eléctrico Nacional, a través de una sola Subestación de Transmisión en 220kV, conviene estimar cuál de los puntos de venta de energía, entregados en la licitación, presentada en la sección de segmentación de mercado, representa la opción más rentable para la firma.

De acuerdo a lo anterior, dada la ubicación de las subestaciones, se opta por seleccionar las correspondientes a la siguiente tabla, considerando la cercanía a las regiones con el mejor índice de radiación del país, de los actuales SIC y SING. El punto de conexión definitivo es seleccionado en el Capítulo de Estudio Técnico.

Tabla 70: Candidatos a puntos de venta de energía a distribuidoras eléctricas, seleccionados para la conexión del nuevo parque fotovoltaico (Fuente: Elaboración Propia)

Subestación	Propietario Subestación	Sistema Interconectado	Energía demandada por distribuidoras (GWh/anual)
Lagunas 220 kV	TRANSELEC	SING	11,46
Atacama 220 kV	TRANSELEC	SING	4,59
Crucero 220 kV	ENGIE	SING	45,19
Encuentro 220 kV	TRANSELEC	SING	7,48
Tarapaca 220 kV	TRANSELEC	SING	40,17
Diego de Almagro 220 kV	TRANSELEC	SIC	2,23
Cardones 220 kV	TRANSELEC	SIC	28,15
Maitencillo 220 kV	TRANSELEC	SIC	8,70
Pan de Azúcar 220 kV	TRANSELEC	SIC	57,64
Los Vilos 220 kV	TRANSELEC	SIC	22,10
Quillota 220 kV	TRANSELEC	SIC	146,36
Nogales 220 kV	TRANSELEC	SIC	5,36
Polpaico 220 kV	TRANSELEC	SIC	156,13
Melipilla 220 kV	TRANSELEC	SIC	30,10
Chena 220 kV	TRANSELEC	SIC	142,18
Alto Jahuel 220 kV	TRANSELEC	SIC	331,01
Cerro Navia 220 kV	TRANSELEC	SIC	181,96
Rapel 220 kV	TRANSELEC	SIC	17,49
Ancoa 220 kV	TRANSELEC	SIC	27,54
Itahue 220 kV	TRANSELEC	SIC	122,83

Debido a lo específico del mercado, se presta especial atención en buscar una buena integración con la comunidad, fomentando el empleo de sus miembros, para la construcción de la planta.

Coherente con la estrategia de la compañía, es necesario establecer una estructura organizacional más bien horizontal y simplificada, dando énfasis al área de operaciones, pero sin olvidar las unidades de soporte, que colaboran con el éxito de la compañía. Dado que se debe contar con personal reducido, se debe crear una política para conseguir colaboradores con experiencia en cada una de las disciplinas. El detalle de la arquitectura organizacional requerido para la administración del parque fotovoltaico, es presentado en el Capítulo de Estudio Organizacional.

5.7.1.3. Estrategia de crecimiento

La posibilidad de expansión del negocio de la sociedad, puede derivar en una integración horizontal, formando asociaciones con otras generadoras, lo que permite tener mayores posibilidades de conseguir financiamiento y así implementar nuevos proyectos de ERNC de tipo fotovoltaica, aprovechando el conocimiento adquirido en la presente obra. A su vez, para las generadoras que quisiesen asociarse a la compañía de la planta fotovoltaica, se puede incrementar la participación de mercado y con ello cumplir la cuota de energía renovable exigida por la autoridad, aprovechando las instalaciones de la organización que esta memoria presenta.

Dado que el proyecto durante su ciclo de operación presenta un número más bien reducido de colaboradores, de acuerdo a lo planteado en el apartado anterior, es que no existe una gran dificultad al fusionarse o al ser absorbida por otra empresa, desde el punto de vista de la desvinculación de las personas, manteniendo el conocimiento del funcionamiento de la planta fotovoltaica.

5.7.1.4. Estrategia competitiva

La estrategia a la que opta la compañía tiene un carácter de especialista, de acuerdo a todo lo expuesto en este capítulo, ya que involucra atender la demanda de un segmento específico de clientes y también en un horario muy acotado de operación. Dada las empresas que participan de la industria, resulta evidente que al menos en el corto o mediano plazo, no está dentro de los planos de la compañía convertirse en el líder del sector, ni tampoco en un retador de éste.

Sin embargo, dado el carácter de energía limpia, la empresa puede optar a difundir su acción en la comunidad, aprovechando por ejemplo el medio radial, lo que constituye una herramienta muy utilizada por empresas mineras, principalmente en la zona norte del país. Un aspecto muy relevante, es que la radio en esta zona, tiene un carácter local y cercano a la comunidad, por lo que ayuda de manera importante en la percepción que la comunidad tiene respecto de la firma.

6. ESTUDIO TÉCNICO

6.1. Análisis del Tamaño del Proyecto

Siendo coherente con lo determinado en el capítulo anterior, en lo que respecta al segmento del mercado objetivo, el cual presenta características muy específicas, en cuanto al tipo de cliente, sus necesidades energéticas y período de demanda del servicio, es necesario determinar la capacidad que será instalada, considerando los resultados de la investigación antes mencionada.

Para lo anterior, se consideran los siguientes casos de estudio:

- **Suministro de energía a distribuidoras, pertenecientes al actual SING.** Esta condición, apunta a establecer la conveniencia, de instalar la planta fotovoltaica, en el territorio comprendido entre las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, limitado al Sur por Taltal y entregar la energía a las empresas distribuidoras, que tienen sus clientes regulados en esta misma expansión territorial.

- **Suministro de energía a distribuidoras, pertenecientes al actual SIC.** El criterio es similar al mencionado en el párrafo anterior, acotando la posibilidad de instalación de la planta y de la venta de energía, a las empresas distribuidoras, al área comprendida entre Taltal y la Isla Grande de Chiloé. Pese a lo anterior, el estudio se centra básicamente en la Zona Norte y Centro, llegando a la Subestación Itahue 220kV, dado que se estima que la competencia es más alta, por parte de las centrales hidroeléctricas, en regiones más al Sur y además se sigue la línea de tener una estrategia de especialista, de acuerdo a lo revisado en el capítulo 5: Estudio de Mercado.

- **Suministro de energía a distribuidoras, de ambos sistemas interconectados.** Este escenario, es el que brinda la posibilidad más cercana a la intención de esta memoria, en el sentido que permite la instalación de la planta en cualquier área, de las zonas mencionadas en los dos puntos anteriores. A su vez, tiene la posibilidad de vender energía desde el SING al SIC y viceversa.

Es importante mencionar, que aun cuando esta memoria considera la interconexión de ambos sistemas eléctricos, por simplicidad en la segmentación geográfica, se sigue

haciendo referencia al SIC y SING, como sistemas independientes, aun cuando operacionalmente, en el corto plazo, se contempla su funcionamiento conjunto.

6.1.1. Suministro de energía a distribuidoras, pertenecientes al actual SING

Si se revisan los datos de la Tabla 70, que trata acerca de los candidatos a puntos de venta de energía a distribuidoras eléctricas, seleccionados para la conexión del nuevo parque fotovoltaico, específicamente las Subestaciones: Lagunas, Atacama, Crucero, Encuentro y Tarapacá, la energía total anual demandada por las concesionarias en el SING, corresponde a 108,88 GWh al año.

Entonces, si se realiza un cálculo, basado en una condición ideal, en la cual se considere una eficiencia del parque de 100%, un factor de potencia unitario y un régimen de operación diario de 10 horas, se puede determinar la potencia necesaria a instalar en el parque fotovoltaico, de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$\text{Potencia instalada [MW]} = \frac{Energía\left[\frac{GWh}{año}\right]}{365\left[\frac{día}{año}\right] \times 10\left[\frac{h}{día}\right]} \times 10^3\left[\frac{MW}{GW}\right] = \frac{108{,}88}{365 \times 10} \times 10^3$$

$$\text{Potencia instalada [MW]} = 30\ [\text{MW}]$$

De lo anterior, se puede establecer que en la mejor condición, considerando que se quisiese adjudicar la licitación del bloque 1-B, para todas las distribuidoras del Sistema Interconectado del Norte Grande, se debiese tener una planta, cuya capacidad instalada nominal alcance los 30MW.

Ahora bien, si se considera un factor de potencia típico para este tipo de generadoras, cuyo valor es de 0,95, se requiere una potencia instalada de:

$$\text{Potencia instalada}_{\text{f.p.=0.95}}\ [\text{MW}] = \frac{\text{Potencia instalada [MW]}}{\text{factor de potencia}} = \frac{30\ [\text{MW}]}{0{,}95} = 32\ [\text{MW}]$$

Sin embargo, lo anterior es sólo una primera aproximación, ya que por temas de capacidad de cada barra en las Subestaciones y de las mismas líneas existentes, sumado al riesgo para la continuidad del servicio a los clientes, que significa la inyección de toda la

energía demandada a un solo nodo y mediante una sola fuente de generación, ante eventuales fallas en este punto, se hace necesario considerar cada uno de los puntos de conexión del nuevo parque fotovoltaico al sistema, por lo que es preciso desagregar lo calculado anteriormente, de acuerdo a la instalación donde se realiza la venta de energía. Para lo anterior, simplemente se emplea la fórmula de potencia instalada, considerando el valor de demanda de energía para cada una de las subestaciones, mostrado en la Tabla 70 y un factor de potencia de 0,95; es decir empleando la siguiente expresión:

$$\text{Potencia instalada [MW]} = \frac{Energía\left[\frac{GWh}{año}\right]}{365\left[\frac{día}{año}\right] \times 10\left[\frac{h}{día}\right] \times 0{,}95} \times 10^3\left[\frac{MW}{GW}\right]$$

Además, con el fin de establecer niveles de capacidad, que estén en línea con los valores reales de los parques existentes, se decide realizar una aproximación de los valores calculados, considerando pasos de 0,5MW, en la dimensión de la planta. En base a esto, es posible presentar la siguiente tabla.

Tabla 71: Capacidad mínima requerida del nuevo parque fotovoltaico, considerando el suministro de las distribuidoras, por punto de conexión en el SING (Fuente: Elaboración Propia)

Subestación	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
Lagunas 220 kV	3,30	3,50
Atacama 220 kV	1,32	1,50
Crucero 220 kV	13,03	13,50
Encuentro 220 kV	2,16	2,50
Tarapaca 220 kV	11,58	12,00

De acuerdo a los resultados, si se considera tan sólo la proyección de demanda de energía, resulta lógico pensar en aspirar a adjudicarse las licitaciones por el suministro en las Subestaciones Crucero 220kV y Tarapacá 220kV y consecuente con ello, ubicar la planta en las cercanías de dichas instalaciones, de propiedad de Engie y Transelec, respectivamente. Ahora bien, esta situación debe ser verificada en el estudio de localización

del proyecto, que corresponde a un tópico que es abordado más adelante, en este mismo capítulo.

Es posible tener un mayor detalle, si se considera que en los nodos Crucero y Tarapacá, existen tres y dos clientes, respectivamente, de acuerdo a la información presentada en la Tabla 60. En el caso de Crucero, ELECDA SING concentra el 98,7% de la demanda, por sobre los requerimientos de EMELARI y ELIQSA; por lo que si se postula al contrato con ELECDA SING, resulta conveniente participar por la adjudicación de la subasta de las otras dos empresas distribuidoras, ya que prácticamente el impacto en el dimensionamiento de la planta es nulo. Por otra parte, la barra de 220kV en Tarapacá, presenta una condición diferente, ya que ELIQSA concentra el 62,5% de la demanda de los clientes regulados, mientras que el restante 37,5% de los consumos son atribuidos a la empresa EMELARI. De esta forma, la capacidad requerida para Tarapacá, se puede distinguir de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 72: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Tarapacá (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
EMELARI	4,34	4,50
ELIQSA	7,24	7,50

6.1.1.1. Potencial parque fotovoltaico a instalar en el SING

Revisados los antecedentes de los posibles tamaños de planta y la diversidad de clientes a atender, se opta por considerar como candidatos a punto de conexión en el SING, las subestaciones Crucero 220kV y Tarapacá 220kV, con un tamaño de 13,5MW y 12MW, respectivamente, de acuerdo a lo dimensionado en la Tabla 71.

Tabla 73: Candidatos de punto de conexión y tamaño de planta en el SING (Fuente: Elaboración Propia)

Subestación	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
Crucero 220 kV	13,03	13,50
Tarapacá 220 kV	11,58	12,00

6.1.2. Suministro de energía a distribuidoras, pertenecientes al actual SIC

Del mismo modo que el apartado anterior, es posible establecer la cantidad de energía anual solicitada por las empresas distribuidoras del SIC, si se contemplan los datos de la Tabla 70 y se le descuentan las Subestaciones analizadas en la sección anterior, específicamente las mostradas en la Tabla 71. De esta forma, se determina que la energía a vender por parte del parque fotovoltaico, en el SIC, puede llegar a los 1.279,79 GWh al año.

Entonces, bajo los mismos supuestos considerados para el SING, se puede determinar la potencia necesaria a instalar en el parque fotovoltaico, de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$\text{Potencia instalada [MW]} = \frac{Energía\left[\frac{GWh}{año}\right]}{365\left[\frac{día}{año}\right] \times 10\left[\frac{h}{día}\right]} \times 10^3\left[\frac{MW}{GW}\right] = \frac{1279{,}79}{365 \times 10} \times 10^3$$

$$\text{Potencia instalada [MW]} = 351\ [\text{MW}]$$

De lo anterior, se puede establecer que en la mejor condición, considerando que se quisiese adjudicar la licitación del bloque 1-B, para todas las distribuidoras del Sistema Interconectado Central, se debiese tener una planta, cuya capacidad instalada nominal alcance los 351MW.

Por lo tanto, al considerar el factor de potencia de 0,95; se obtiene el siguiente resultado de potencia a instalar.

$$\text{Potencia instalada}_{\text{f.p.=0.95}}\ [\text{MW}] = \frac{\text{Potencia instalada [MW]}}{\text{factor de potencia}} = \frac{351\ [\text{MW}]}{0{,}95} = 370\ [\text{MW}]$$

Sin embargo, al igual que en el caso del SING, lo anterior es sólo una primera aproximación, que se ve limitado por la seguridad operacional y las condiciones sistémicas en cada una de las Subestaciones y de las mismas líneas existentes, por lo que nuevamente se hace necesario considerar cada uno de los potenciales puntos de conexión, del nuevo parque fotovoltaico, así que es preciso desagregar lo calculado anteriormente, de acuerdo a la instalación donde se realiza la venta de energía. Nuevamente, tal como se realiza para el análisis del SING, se decide realizar una aproximación de los valores calculados, considerando pasos de 0,5MW, en la dimensión de la planta. Entonces, es posible presentar la siguiente tabla, que resume la potencia requerida por cada subestación.

Tabla 74: Capacidad mínima requerida del nuevo parque fotovoltaico, considerando el suministro de las distribuidoras, por punto de conexión en el SIC (Fuente: Elaboración Propia)

Subestación	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
Diego de Almagro 220	0,64	1,0
Cardones 220 kV	8,12	8,5
Maitencillo 220 kV	2,51	3,0
Pan de Azúcar 220 kV	16,62	17,0
Los Vilos 220 kV	6,37	6,5
Quillota 220 kV	42,21	42,5
Nogales 220 kV	1,55	2,0
Polpaico 220 kV	45,03	45,5
Melipilla 220 kV	8,68	9,0
Chena 220 kV	41,00	41,5
Alto Jahuel 220 kV	95,46	95,5
Cerro Navia 220 kV	52,48	52,5
Rapel 220 kV	5,04	5,5
Ancoa 220 kV	7,94	8,0
Itahue 220 kV	35,42	35,5

De acuerdo a los resultados expuestos en la tabla anterior, si se considera tan sólo la proyección de demanda de energía, existen varios puntos de venta muy atractivos, la mayoría concentrados en la Quinta Región y en la Metropolitana, como es el caso de las Subestación Quillota 220kV, para el primer caso y Alto Jahuel 220kV, Cerro Navia 220kV, Polpaico 220kV y Chena 220kV, para el segundo caso. Sin embargo, de acuerdo a lo expuesto por Santana Ch (2014), para las regiones antes citadas, sólo existe potencial solar para un parque fotovoltaico, en la Provincia de Valparaíso. Consecuente con ello, existe la alternativa de ubicar la planta en las cercanías de la Subestación Quillota, de propiedad de

Transelec y desde allí inyectar la energía a la Región Metropolitana. La otra alternativa es generar energía en las proximidades de las cinco primeras Subestaciones de la tabla anterior, aprovechando el mejor índice de radiación solar, que allí se encuentra y desde allí emplear la nueva línea de Transmisión Nueva Cardones-Polpaico, que se detalla en la sección Interconexión SIC-SING, del capítulo 2.

Junto con lo expuesto anteriormente, es posible profundizar aun más en el dimensionamiento de la planta, si se realiza la distinción por cada Subestación. Así, se determina el nivel de potencia, que es necesario instalar, para cumplir con los requerimientos de cada una de las concesionarias que compran energía en ese punto, siguiendo la misma metodología aplicada para el SING. De esta forma, si se contempla la información presentada en la Tabla 60, la capacidad requerida para cada potencial cliente, por Subestación, se puede visualizar desde la Tabla 75 a la Tabla 89.

Tabla 75: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Diego de Almagro 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
EMELAT	0,6	1,0

Tabla 76: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
EMELAT	8,1	8,5

Tabla 77: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Maitencillo 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
EMELAT	1,8	2,0
CONAFE	0,7	1,0

Tabla 78: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Pan de Azúcar 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
EMELAT	0,01	0,5
CONAFE	16,6	17,0

Tabla 79: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Los Vilos 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
CONAFE	6,4	6,5

Tabla 80: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Quillota 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
CHILQUINTA	32,7	33,0
CONAFE	6,7	7,0
EMELCA	0,2	0,5
LITORAL	1,1	1,5
ENEL DISTRIBUCIÓN	0,5	1,0
EDECSA	1,0	1,0

Tabla 81: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Nogales 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
CHILQUINTA	1,2	1,5
CONAFE	0,2	0,5
EMELCA	0,01	0,5
LITORAL	0,1	0,5
EDECSA	0,04	0,5

Tabla 82: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Polpaico 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
CHILQUINTA	1,0	1,5
ENEL DISTRIBUCIÓN	38,7	39,0
EEPA	0,7	1,0
CGE DISTRIBUCIÓN	4,6	5,0

Tabla 83: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Melipilla 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
CHILQUINTA	3,2	3,5
LITORAL	0,2	0,5
CGE DISTRIBUCIÓN	5,2	5,5

Tabla 84: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Chena 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
ENEL DISTRIBUCIÓN	33,1	33,5
EEPA	0,8	1,0
CGE DISTRIBUCIÓN	7,1	7,5

Tabla 85: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Alto Jahuel 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
ENEL DISTRIBUCIÓN	54,1	54,5
EEPA	2,2	2,5
CGE DISTRIBUCIÓN	39,1	39,5

Tabla 86: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Cerro Navia 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
ENEL DISTRIBUCIÓN	47,0	47,5
EEPA	0,6	1,0
CGE DISTRIBUCIÓN	4,9	5,0

Tabla 87: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Rapel 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
CGE DISTRIBUCIÓN	5,0	5,5

Tabla 88: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Ancoa 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
CGE DISTRIBUCIÓN	6,1	6,5
LUZLINARES	1,2	1,5
LUZPARRAL	0,6	1,0

Tabla 89: Capacidad mínima requerida por cliente, para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Itahue 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
CGE DISTRIBUCIÓN	32,8	33,0
CEC	1,6	2,0
LUZLINARES	0,4	0,5
LUZPARRAL	0,4	0,5
COPELEC	0,2	0,5

6.1.2.1. Potencial parque fotovoltaico a instalar en el SIC

Al igual que para el caso del SING, se considera la revisión de los antecedentes de los posibles tamaños de planta y la diversidad de clientes a atender, abordado en las tablas anteriores, para la elección de la capacidad y del punto de conexión del parque, sin embargo se agrega un nuevo factor de decisión, al tomar en cuenta las mayores capacidades de las Subestaciones de la Zona Norte del Sistema Interconectado Central, los cuales si bien no presentan grandes requerimientos de energía por parte de los clientes regulados, si tienen una ventaja, al presentar mejores condiciones de radiación solar, que el resto de las Subestaciones de la red en cuestión. De esta forma, los candidatos a punto de conexión son los siguientes.

Tabla 90: Candidatos de punto de conexión y tamaño de planta en el SIC (Fuente: Elaboración Propia)

Subestación	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
Cardones 220 kV	8,12	8,5
Pan de Azúcar 220 kV	16,62	17,0
Quillota 220 kV	42,21	42,5
Polpaico 220 kV	45,03	45,5
Chena 220 kV	41,00	41,5
Alto Jahuel 220 kV	95,46	95,5
Cerro Navia 220 kV	52,48	52,5

6.1.3. Suministro de energía a distribuidoras, de ambos sistemas interconectados.

Si se consideran las necesidades energéticas de los clientes regulados del SING y el SIC como una suma simple, las capacidades para la satisfacción de dicha demanda, alcanza los 402 MW.

Básicamente, ante la posibilidad de inyectar energía desde la Zona Norte al Centro y Sur del país, se consideran las mismas capacidades y puntos de conexión que en los apartados 6.1.1.1 y 6.1.2.1, los cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 91: Candidatos de punto de conexión y tamaño de planta, considerando ambos sistemas interconectados (Fuente: Elaboración Propia)

Subestación	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)
Crucero 220 kV	13,03	13,50
Tarapacá 220 kV	11,58	12,00
Cardones 220 kV	8,12	8,5
Pan de Azúcar 220 kV	16,62	17,0
Quillota 220 kV	42,21	42,5
Polpaico 220 kV	45,03	45,5
Chena 220 kV	41,00	41,5
Alto Jahuel 220 kV	95,46	95,5
Cerro Navia 220 kV	52,48	52,5

Ahora bien, la condicionante para poder inyectar energía a lo largo del Nuevo Sistema Eléctrico Nacional, considerando las regiones comprendidas en el actual SING al SIC, está dada por la capacidad de las nuevas líneas Los Changos-Cumbres, Cumbres-Nueva Cardones y Nueva Cardones-Polpaico, presentadas en la sección 2.2.1.1, que está vinculada a la Interconexión SIC-SING y donde se indica que dichos circuitos poseen una capacidad de 1500MW, por lo que no existe impedimento para la transmisión de energía.

6.2. Localización del Proyecto

6.2.1. Orientación de la localización

La búsqueda fundamental que guía la localización del nuevo parque fotovoltaico, es la maximización de la rentabilidad que este proyecto genere. En este sentido, resulta fundamental, determinar la región donde se produzca el mejor aprovechamiento del recurso primario empleado para la generación, vale decir la radiación solar.

Dado que ya se han determinado algunas opciones de tamaño y punto de conexión del parque, presentados en la sección 6.1, específicamente en la Tabla 73, Tabla 90 y Tabla 91; para los tres escenarios en estudio, vale decir (i) instalación del parque en el SING y suministro a las compañías distribuidoras de energía de este sistema, (ii) instalación en el SIC y satisfacción de clientes regulados, dependientes de dicha red y (iii) libertad de instalación y punto de venta de energía, en la zona comprendida entre ambos sistemas, el estudio de localización se centra en establecer la mejor ubicación para dichos candidatos.

6.2.2. Macrolocalización

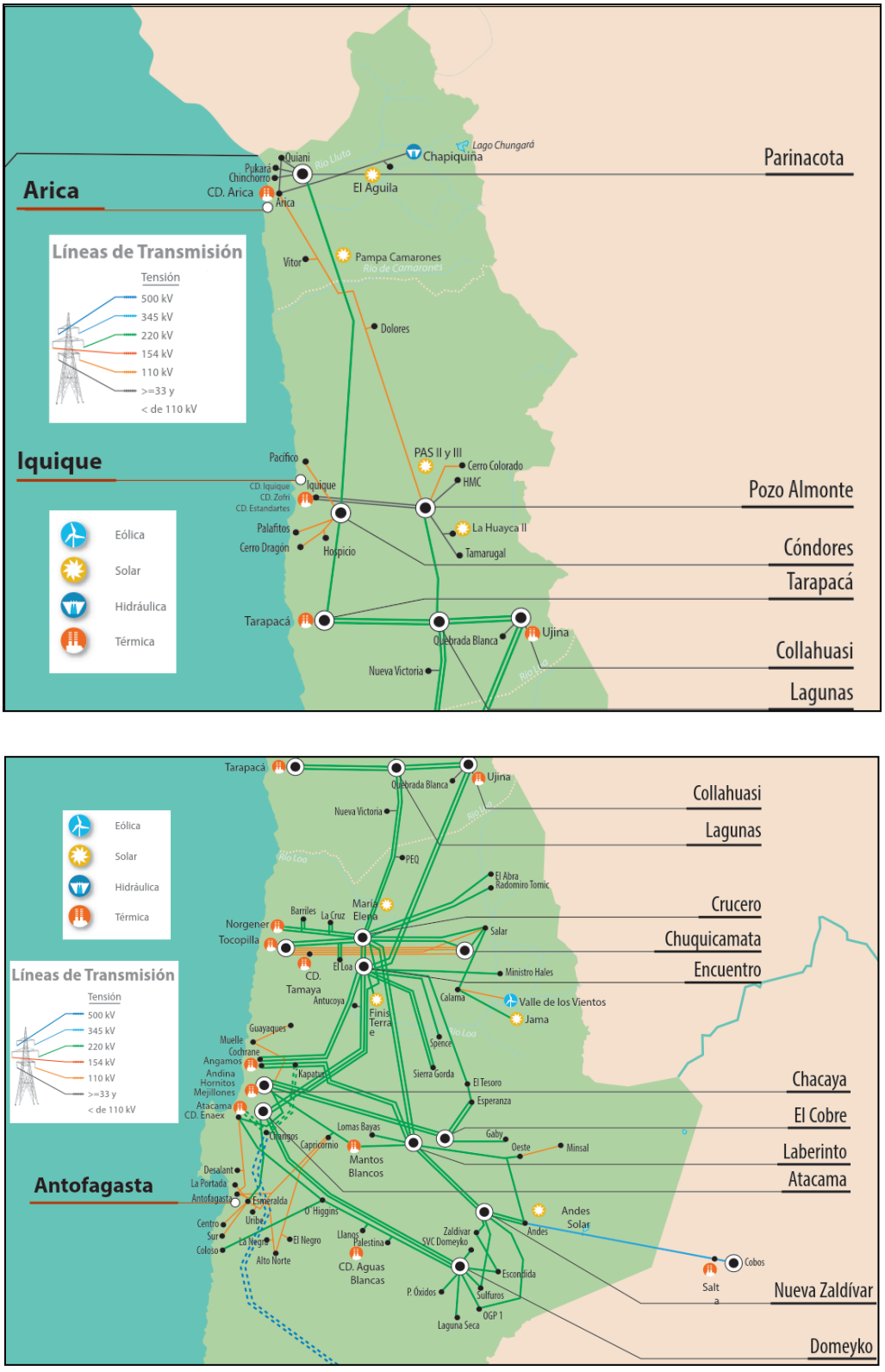
Tal como se ha mencionado en el Análisis del Tamaño del proyecto, se mantiene para el presente estudio la segmentación geográfica, entre las áreas que comprende los actuales SIC y SING, entendiendo que en la fecha de Puesta en Servicio del nuevo parque fotovoltaico, hacia el año 2023, ambos sistemas tienen una operación conjunta, en el denominado Sistema Eléctrico Nacional.

De acuerdo a lo anterior, a continuación se presenta una aproximación macro de las áreas candidatas para la localización de la planta, de acuerdo a la separación geográfica mencionada anteriormente.

6.2.2.1. Localización en el SING

Como una introducción al problema de la localización de la planta fotovoltaica, es necesario establecer el límite del área que comprende el SING, por lo que en las siguientes dos figuras, es posible encontrar la situación actual de las instalaciones eléctricas que forman el Sistema Interconectado del Norte Grande, distinguiendo entre las centrales eólicas, solares, hidráulicas y térmicas y los distintos niveles de tensión de las líneas de transmisión.

Figura 35: Diagrama Unilineal Simplificado del SING. (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, s.f.)



Entonces, en esta zona es necesario determinar cuáles son las áreas más favorables en cuanto a la radiación solar incidente en la superficie. Para lo anterior, se recurre a la investigación llevada a cabo por Santa Ch (2014), en donde logra determinar las zonas disponibles y con potencial de radiación solar, velocidad del viento y condiciones ambientales aptas para la instalación de parques fotovoltaicos, con paneles tanto fijos, como con sistema de seguimiento de la radiación solar incidente, cuyos datos han sido presentados en la sección 4.5.1.4: Amenaza de Servicios Sustitutos, específicamente de los clasificados como perfectos. El estudio realizado por Santana, considera el uso de datos de la radiación global solar incidente, registrados cada diez minutos, en estaciones conjuntas del proyecto de conocimiento del potencial de las energías renovables en Chile, llevado a cabo por el Ministerio de Energía y el Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Además, toma registros del Centro Mundial de Datos de Irradiación (WRDC), que obtiene sus antecedentes principalmente de la Dirección Meteorológica de Chile.

Desde el punto de vista de la calidad del aire, Santana Ch (2014) toma registros para comparar su modelo con el Sistema de Información Nacional de Calidad de Aire (SINCA), junto con datos obtenidos del Centro Nacional del Medio Ambiente (CENMA).

Finalmente, complementando las bases de datos mencionadas anteriormente, toma referencia del Centro de Estudios Avanzados en Zonas Áridas (CEAZA), que brinda una red meteorológica, destinada a apoyar las decisiones agrícolas y acuícolas.

A los registros promedios anuales de radiación global incidente, medidos por las entidades antes mencionadas, se les aplica un factor de corrección por error en la medición, producto de suciedad en los instrumentos que va de un 1,5% a 6%, de acuerdo a los registros de mantenimiento de las estaciones o manteniendo el último valor para el caso de desconocimiento de la frecuencia de mantenimiento.

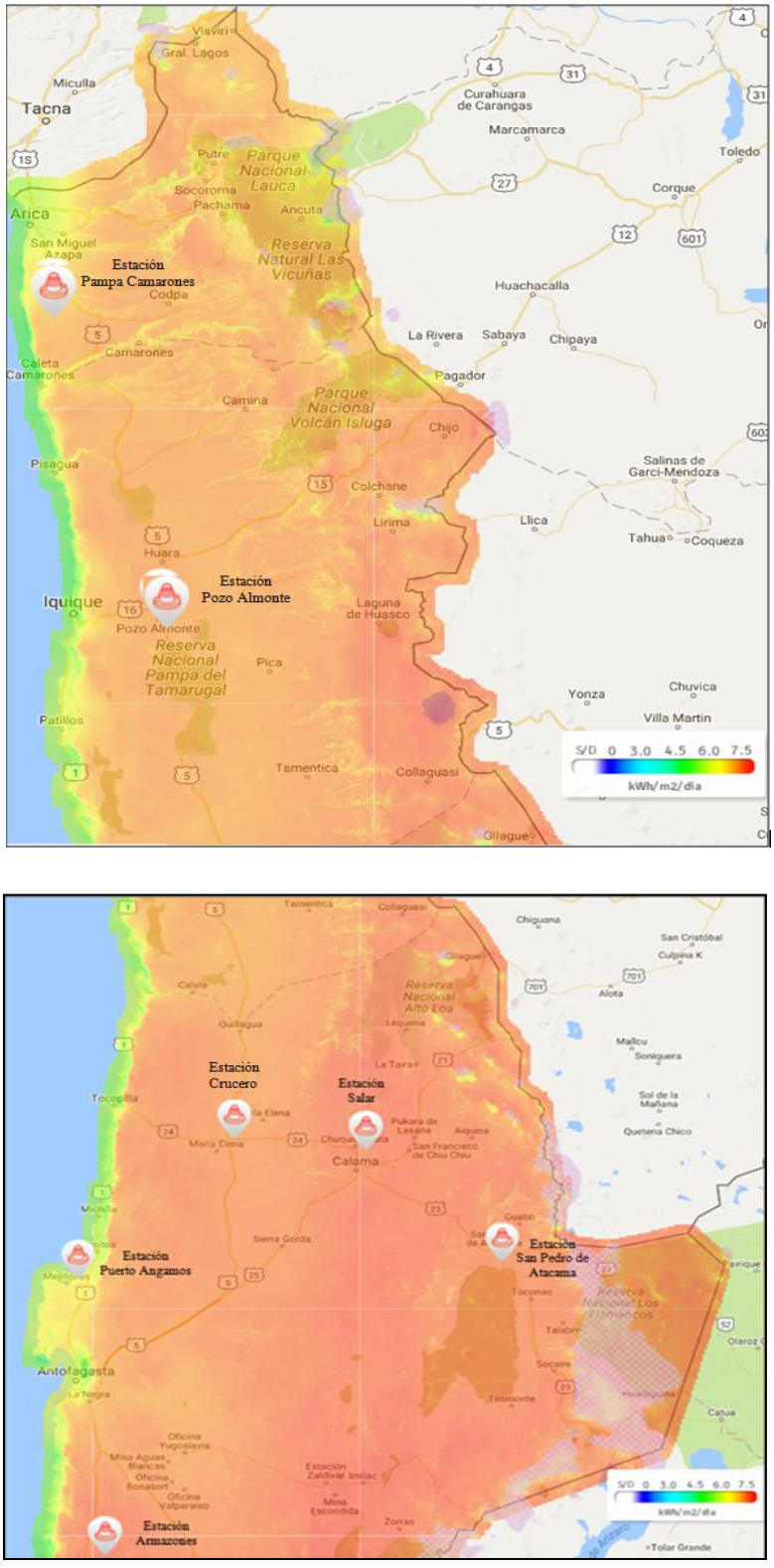
Es así, como en la siguiente tabla se muestran los índices de radiación global solar incidente (GHI, por su sigla en inglés Global Horizontal Irradiation) para las distintas estaciones de monitoreo.

Tabla 92: GHI promedio anual simulado y medido, corregido por acumulación de suciedad. Estaciones de medida, localizadas en el territorio del SING (Fuente: Santana CH, 2014)

Estación	Latitud (°S)	Longitud (°O)	Periodo	Error	GHI (kWh/m² día)		Simulado /Medido	Fuente
					Simulado	Medido		
Pampa Camarones	18,858	70,217	2011	1,5%	6,44	6,8	94,7%	GIZ
Pozo Almonte	20,257	69,775	2011	1,5%	6,75	7,0	96,3%	GIZ
Crucero	22,276	69,566	2011	1,5%	6,87	7,2	94,7%	GIZ
Salar	22,341	68,876	2011	3,0%	7,06	7,4	95,9%	GIZ
San Pedro	22,977	68,160	2011	1,5%	6,92	7,1	97,3%	GIZ
Puerto Angamos	23,074	70,385	2011	1,5%	5,92	6,3	94,5%	GIZ
Cerro Armazones	24,635	70,243	2011	1,5%	7,25	7,6	95,3%	GIZ

La localización de las mencionadas estaciones, se pueden ubicar gracias a la herramienta creada por el Ministerio de Energía, denominado Explorador Solar, la cual permite establecer el nivel de radiación solar, en cualquier punto del país. De esta forma, a continuación, se puede observar el mapa de la medición del recurso solar para las zonas que abarca el actual SING, donde en términos simples, se puede aclarar que las zonas rojas, son las que presentan un mayor índice de radiación solar por metro cuadrado, seguidas por las tonalidades naranjas y amarillas (se puede ver el detalle en la parte inferior derecha de la imagen), por lo que son los mejores candidatos para la instalación del parque fotovoltaico.

Figura 36: Mapa de medición del recurso solar en el SING. Primera parte (Fuente: Ministerio de Energía, s.f.)



Entendiendo, que la creación de la Tabla 29: Potencial solar-PV estimado (superficie y capacidad instalable) para configuraciones PV fija y con seguimiento en un eje, presentada en el capítulo 4, bajo el contexto de la Amenaza de Servicios Sustitutos al parque fotovoltaico, data del año 2014, se puede hacer una aproximación del terreno disponible actualmente, tanto para parques con paneles fijos, como para los que cuentan con seguidor. Para lo anterior, se debe considerar los datos entregados por la Tabla 22, donde se muestran las capacidades de los parques fotovoltaicos, instalados entre los años 2014 y 2016. De esta forma, si se separa por las regiones, donde se instalaron los parques, se puede obtener las potencias netas para cada una de éstas, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 93: Potencia instalada en parques fotovoltaicos, en el SING, entre los años 2014 y 2016 (Fuente: Elaboración Propia)

REGIÓN	POTENCIA NETA (MW)
Arica y Parinacota	2,01
Antofagasta	257,15
Tarapacá	60,59

Entonces, ya se tiene el potencial que existe para el año 2014, estimado por Santana Ch (2014), presentado en la Tabla 29, la capacidad instalada entre los años 2014 y 2016, mostrados en la Tabla 93, además de las potencias nominales de los proyectos en construcción, los cuales se obtienen de la Tabla 5. De esta forma si se resta al potencial del año 2014, los datos de la Tabla 93 y de la Tabla 5, se obtiene la capacidad actual disponible al año 2017, expresado en MW de potencia, para el territorio del SING. Ahora bien, considerando la aproximación descrita por Santana Ch (2014), donde se indica que 15 [ha] corresponde a 3 [MW] y que constituye el requerimiento mínimo de superficie y potencia para que los proyectos deban ser sometidos al análisis del SEIA, se puede obtener la disponibilidad de terreno para la instalación de parques fotovoltaicos con arreglos de paneles fijos y con seguimiento, simplemente multiplicando la capacidad instalada por 5. Lo anterior, se traduce en la siguiente tabla:

Tabla 94: Superficie y capacidad disponible para la construcción de parques fotovoltaicos en el nuevo Sistema Eléctrico Nacional, regiones geográficas del SING (Fuente: Elaboración Propia)

	Capacidad empleada al 2016 (MW)		Disponibilidad Arreglo fijo (2017)		Disponibilidad Arreglo con seguimiento (2017)	
Región	Proyectos en Construcción	Proyectos construidos (2014-2016)	Superficie (ha)	Capacidad (MW)	Superficie (ha)	Capacidad (MW)
De Arica y Parinacota	46,0	2,0	103.775,0	20.755,0	204.785,0	40.957,0
De Tarapacá	98,0	60,6	308.372,1	61.674,4	1.054.877,1	210.975,4
De Antofagasta	795,0	257,1	4.990.054,3	998.010,9	5.997.804,3	1.199.560,9

Claramente, la región de Antofagasta es la que presenta una mayor oportunidad para la creación del nuevo parque fotovoltaico, ya que la superficie que se muestra en la tabla reúne los requerimientos necesarios para cumplir con las exigencias de la autoridad.

Entonces, conocida la disponibilidad territorial que existe para la implementación del nuevo parque, es necesario considerar las capacidades proyectadas del Análisis del Tamaño de Proyecto, recordando que los candidatos a puntos de conexión escogidos, son los presentados en la Tabla 73, es decir las Subestaciones Crucero 220kV y Tarapacá 220kV. De esta forma, en las siguientes tablas, se busca determinar si en las regiones donde están situadas las mencionadas subestaciones, existe disponibilidad de terreno, siempre considerando la aproximación de que 15ha son necesarias para una planta de 3MW, de acuerdo a lo planteado por Santana Ch (2014). Así, los requerimientos territoriales, para atender a cada una de las empresas distribuidoras del bloque 1-B, cuyo punto de compra de energía está en Crucero y Tarapacá, son los siguientes.

Tabla 95: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia instalada (MW)	Superficie (ha)	Región	Existe disponibilidad (SI/NO)
EMELARI	0,1	0,4	De Antofagasta	SI
ELIQSA	0,1	0,3	De Antofagasta	SI
ELECDA SING	12,2	61,1	De Antofagasta	SI

Tabla 96: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia instalada (MW)	Superficie (ha)	Región	Existe disponibilidad (SI/NO)
EMELARI	4,50	22,5	De Tarapacá	SI
ELIQSA	7,50	37,5	De Tarapacá	SI

Luego del estudio de macrolocalización, es posible establecer que tanto Crucero como Tarapacá continúan teniendo potencial como punto de conexión para el parque fotovoltaico, presentando las siguientes características:

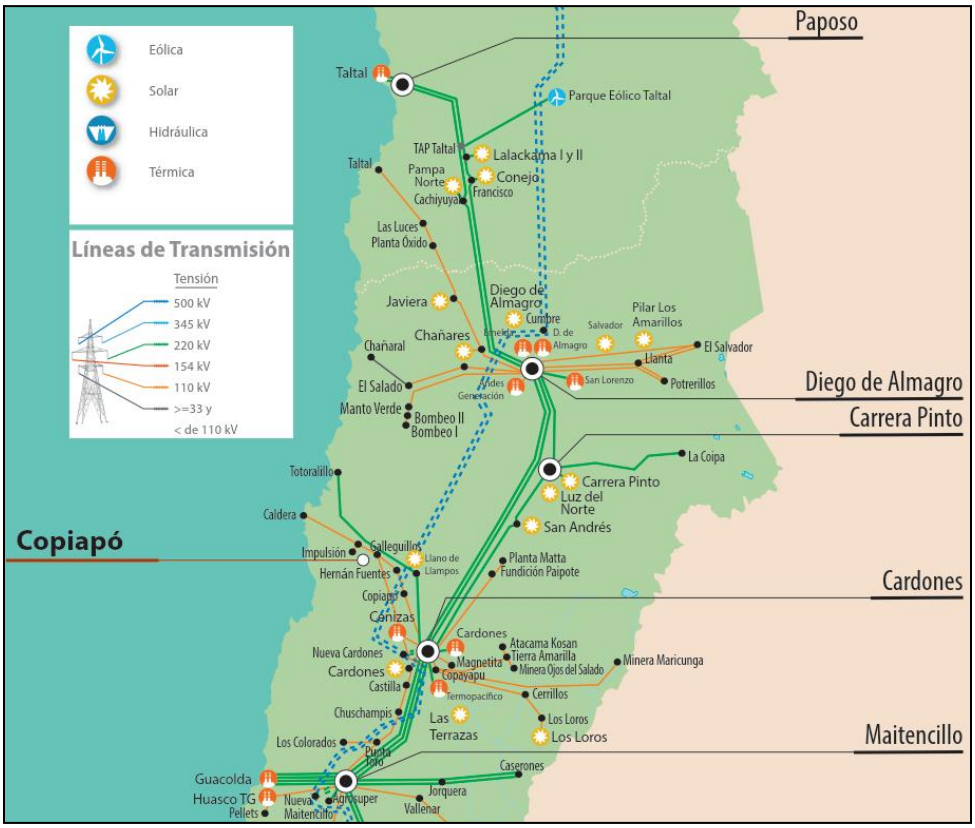
Tabla 97: Candidatos a punto de conexión del parque fotovoltaico en el SING, luego del estudio de Macrolocalización (Fuente: Elaboración Propia)

Subestación	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)	Región
Crucero 220 kV	13,03	13,50	Antofagasta
Tarapacá 220 kV	11,58	12,00	Tarapacá

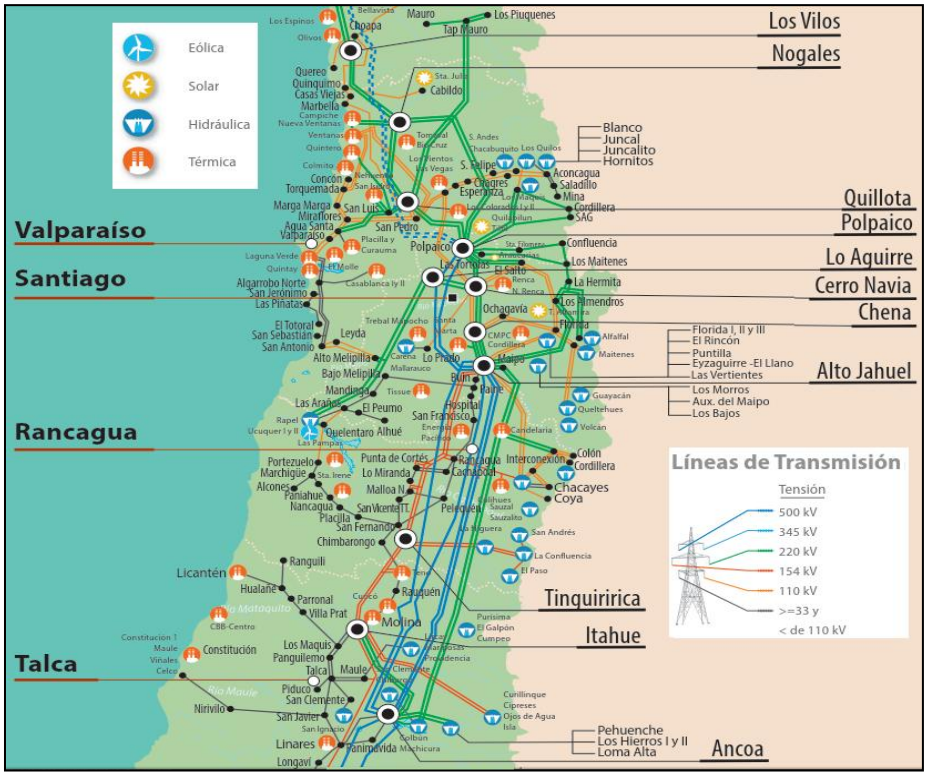
6.2.2.2. Localización en el SIC

Tal como se realiza en el caso del SING, a continuación se presenta el límite del área que comprende el SIC, separado en las siguientes tres figuras, donde es posible encontrar la situación actual de las instalaciones eléctricas, que forman el Sistema Interconectado Central. Es importante precisar, que las zonas que a continuación se muestran, son las correspondientes a los candidatos escogidos en la Tabla 90.

Figura 37: Diagrama Unilineal Simplificado del SIC. Primera parte (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, s.f.)




Eólica
Solar
Hidráulica
Térmica
Maitencillo
Los Colorados
Terrazas
Los Loros
Cumbre Loma
Caserones
Guacolda
Huasco TG
Pellets
Nueva Maitencillo
Agrosuper
Jorquera
Vallenar
Alto del Carmen
Río Huasco
Algarrobo
Santa Cecilia
El Romero
Dos Amigos
San Juan
Incahuasi
La Silla
Punta Colorada
Lama
Las Quebradas
Punta Colorada
Romeral
Pan de Azúcar
Coquimbo
Las Compañías
San Joaquin
Guayacán
San Juan
Pan de Azúcar
Puclaro
Marquesa
Sol Luna
Vicuña
El Peñon
Tambo Real
Andacollo
SDGx01
Las Piedras
Minera TECK
La Chapeana
La Paloma
Monte Patria
El Arrayán
Talinay Poniente
Talinay Oriente
Los Cururos
Don Goyo
Ovalle
Las Mollacas
Embalse La Paloma
Los Molles
Monte Redondo
Punta Palmeras
Punitaqui
El Divisadero
El Sauce
Combarbalá
Loma Los Colorados
PSF Casas Blancas
Canela I
Canela II
Totoral I y II
Las Palmas
Río Illapel
Illapel
Chuchiñi
Salamanca
Bellavista
Los Espinos
Mauro
Los Piuquenes
Choapa
Olivos
Tap Mauro
Los Vilos
Líneas de Transmisión
Tensión
500 kV
345 kV
220 kV
154 kV
110 kV
>=33 y
< de 110 kV


Eólica
Solar
Hidráulica
Térmica
Los Vilos
Nogales
Bellavista
Los Espinos
Mauro
Los Piuquenes
Choapa
Olivos
Tap Mauro
Quereo
Quinquimo
Casas Viejas
Marbella
Cabildo
Blanco
Juncal
Juncalito
Hornitos
Concon
Torquemada
Aconcagua
Saladillo
Mina
Cordillera
SAG
Quillota
Polpaico
Lo Aguirre
Cerro Navia
Chena
Alto Jahuel
Valparaíso
Santiago
Rancagua
Talca
Marga Marga
Miraflores
Agua Santa
Valparaíso
San Pedro
Polpaico
Confluencia
Los Maitenes
La Hermita
Los Almendros
Florida I, II y III
El Rincón
Puntilla
Eyzaguirre -El Llano
Las Vertientes
Los Morros
Aux. del Maipo
Los Bajos
Algarrobo Norte
San Jerónimo
Las Piñatas
El Totoral
San Sebastian
San Antonio
Leyda
Alto Melipilla
Bajo Melipilla
Mandinga
Las Arañas
El Peumo
Quelentaro
Alhué
Ochagavía
Maipo
Guayacán
Quelterhues
Volcan
Candelaria
Portezuelo
Marchigüe
Alcones
Poniahue
Nancagua
Placilla
San Fernando
Chimbarongo
Punta de Cortés
Lo Miranda
Malloa
San Vicente TT
Peñaflor
Interconexión
Colón
Cordillera
Chacayes
Coya
San Andrés
La Confluencia
El Paso
Licantén
Hualañe
Parronal
Villa Prat
Molina
Rauquén
Ranguili
Tinguiririca
Itahue
Constitución
Los Maquis
Panguilemo
Talca
Maule
Piduco
San Clemente
Nirivilo
San Javier
Linares
Longaví
Curillinque
Cipreses
Ojos de Agua
Pehuenche
Los Hierros I y II
Loma Alta
Ancoa
Líneas de Transmisión
Tensión
500 kV
345 kV
220 kV
154 kV
110 kV
>=33 y
< de 110 kV

Entonces, en esta zona es necesario determinar cuáles son las áreas más favorables en cuanto a la radiación solar incidente en la superficie. Para lo anterior, se recurre a la investigación llevada a cabo por Santana Ch (2014), en donde se logra determinar las zonas disponibles y con potencial de radiación solar, velocidad del viento y condiciones ambientales aptas para la instalación de parques fotovoltaicos, con paneles tanto fijos, como con sistema de seguimiento de la radiación solar incidente, cuyos datos han sido presentados en la sección 4.5.1.4: Amenaza de Servicios Sustitutos, específicamente en la Tabla 29.

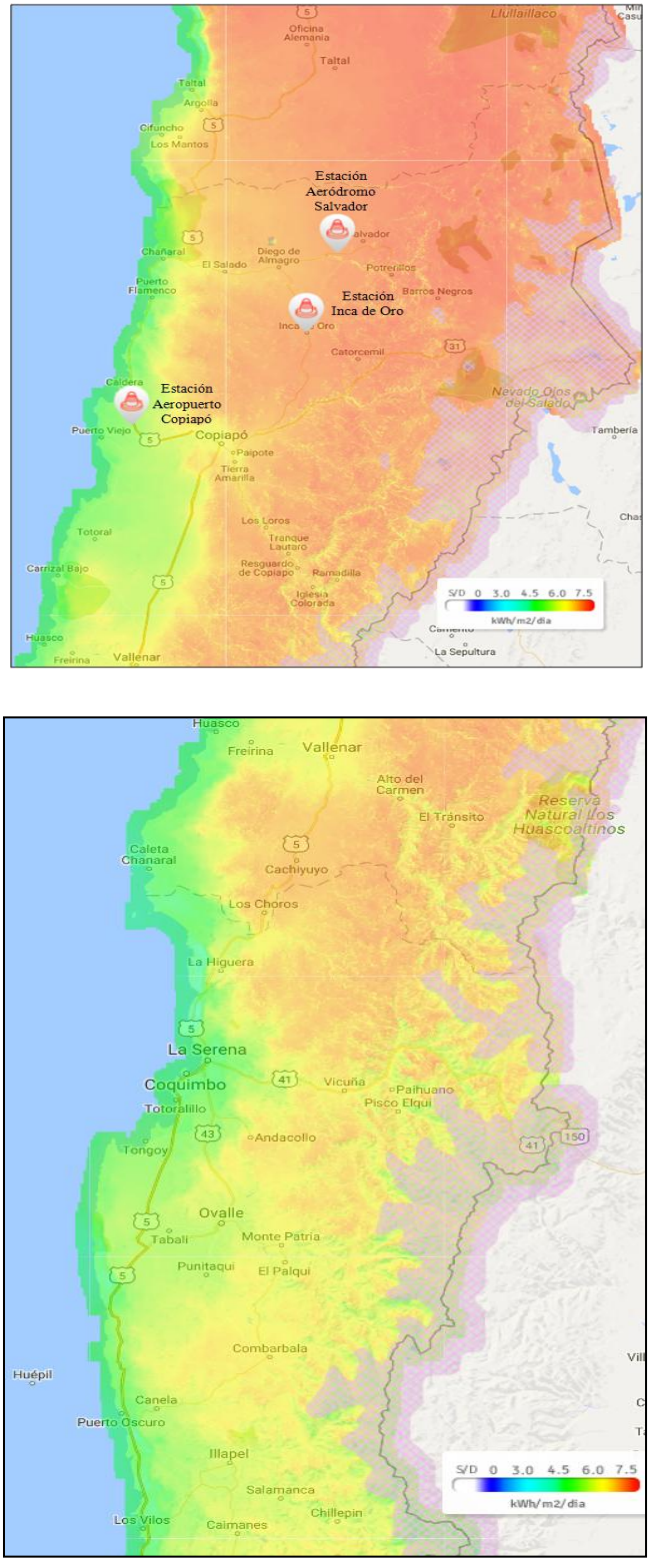
Es así, como en la siguiente tabla se muestran los índices de radiación global solar incidente (GHI, por su sigla en inglés Global Horizontal Irradiation), para las distintas estaciones de monitoreo.

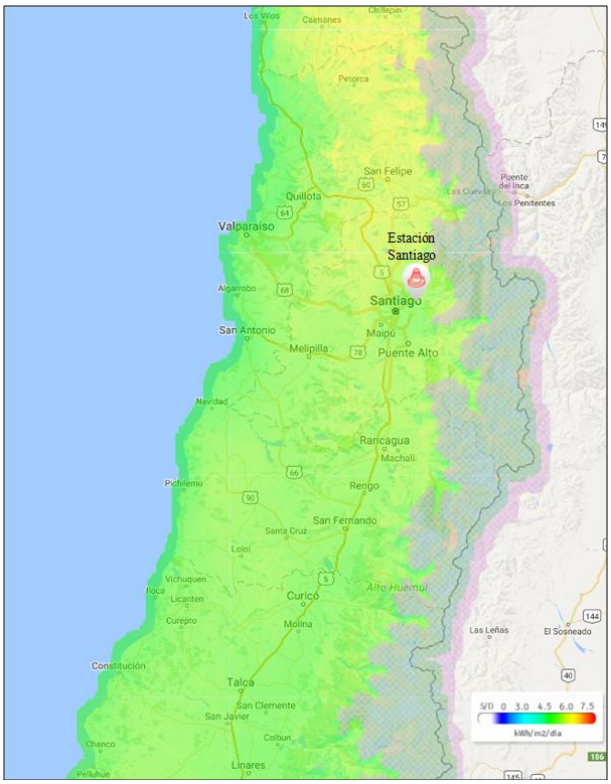
Tabla 98: GHI promedio anual simulado y medido corregido por acumulación de suciedad. Estaciones de medida, localizadas en el territorio del SIC (Fuente: Santana CH, 2014)

Estación	Latitud (°S)	Longitud (°O)	Periodo	Error	GHI (kWh/m² dia)		Simulado /Medido	Fuente
					Simulado	Medido		
Salvador	26,313	69,750	2011	1,5%	6,89	7,1	96,7%	GIZ
Inca de Oro	26,753	69,906	2011	1,5%	6,87	7,1	97,0%	GIZ
Copiapó (Aeropuerto)	27,263	70,775	2007	3,0%	5,21	5,4	97,3%	WRDC
La Serena	29,750	71,250	2005	6,0%	4,90	5,0	98,0%	CEAZA
Vicuña	30,038	70,697	2005	3,0%	5,87	6,0	98,6%	CEAZA
Illapel	31,648	71,169	2011	5,0%	5,73	5,7	100,4%	CEAZA
Concón	32,925	71,515	2011	3,0%	4,67	5,2	90,0%	SINCA
Pudahuel (Aeropuerto)	33,395	70,794	2005	3,0%	5,02	5,1	98,8%	WRDC
Quinta Normal	33,445	70,682	2007	3,0%	5,39	4,9	109,7%	WRDC
Lo Prado	33,459	70,949	2011	3,0%	5,61	5,7	97,5%	CENMA
La Platina	33,570	70,628	2010	3,0%	5,60	5,2	107,5%	CENMA
Rancagua	34,162	70,714	2007	4,0%	5,19	5,4	96,0%	SINCA

La localización de las mencionadas estaciones, se pueden ubicar gracias a la herramienta creada por el Ministerio de Energía, denominado Explorador Solar, la cual permite establecer el nivel de radiación solar, en cualquier punto del país. Sin embargo, en la citada aplicación no se muestran todas las estaciones de medición que se indican en la tabla anterior, pero de igual forma, a continuación, se puede observar el mapa de la medición del recurso solar, para las zonas que abarca el actual SIC.

Figura 38: Mapa de medición del recurso solar en el SIC. Primera parte (Fuente: Ministerio de Energía, s.f.)





Del mismo modo que para el estudio de disponibilidad de terreno, efectuado para el SING, se debe realizar una actualización de este ítem, en el SIC, ya que la creación de la Tabla 29, que denota el potencial de superficie y capacidad instalable, para configuraciones de parques fotovoltaicos, data del año 2014. Para lo anterior, se toman los datos entregados por la Tabla 21, donde se muestran las capacidades de los parques fotovoltaicos, instalados entre los años 2014 y 2016, en el SIC. De esta forma, si se distingue por las regiones, donde se instalaron los parques, se puede obtener las potencias netas para cada una de éstas, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 99: Potencia instalada en parques fotovoltaicos, en el SIC, entre los años 2014 y 2016 (Fuente: Elaboración Propia)

REGIÓN	POTENCIA NETA (MW)
Atacama	600,73
Antofagasta	71,50
Coquimbo	22,58
Metropolitana	1,22

Entonces, ya se tiene el potencial que existe para el año 2014, estimado por Santana Ch (2014), presentado en la Tabla 29, la capacidad instalada entre los años 2014 y 2016, mostrados en la Tabla 99, además de las potencias nominales de los proyectos en construcción, los cuales se obtienen de la Tabla 6. De esta forma, si se resta al potencial del año 2014, los datos de la Tabla 99 y de la Tabla 6, se obtiene la capacidad actual disponible al año 2017, expresado en MW de potencia, para el territorio del SIC. Con lo anterior, sumado a la aproximación descrita por Santana Ch (2014), acerca del requerimiento de 15 [ha] para una planta fotovoltaica de 3 [MW], se puede obtener la disponibilidad de terreno para el tipo de proyecto que se estudia, simplemente multiplicando la capacidad instalada por 5. Lo anterior, se traduce en la siguiente tabla:

Tabla 100: Superficie y capacidad disponible para la construcción de parques fotovoltaicos en el nuevo Sistema Eléctrico Nacional, regiones geográficas del SIC (Fuente: Elaboración Propia)

	Capacidad empleada al 2016 (MW)		Disponibilidad Arreglo fijo (2017)		Disponibilidad Arreglo con seguimiento (2017)	
Región	Proyectos en Construcción	Proyectos construidos (2014-2016)	Superficie (ha)	Capacidad (MW)	Superficie (ha)	Capacidad (MW)
De Atacama	887,9	600,7	103.775,0	20.755,0	204.785,0	40.957,0
De Coquimbo	7,8	22,6	11.288,0	2.257,6	16.048,0	3.209,6
De Valparaiso	144,0		Error de Estimación	-121,0	Error de Estimación	-80,0
Metropolitana de Santiago	103,2	1,2	Error de Estimación	-104,4	Error de Estimación	-104,4
Del L.G. Bernardo O´Higgins			No existe capacidad		No existe capacidad	
Del Maule			No existe capacidad		No existe capacidad	
Del Biobío			No existe capacidad		No existe capacidad	
De la Araucanía			No existe capacidad		No existe capacidad	
De Los Ríos			No existe capacidad		No existe capacidad	
De Los Lagos			No existe capacidad		No existe capacidad	

Claramente, la región de Atacama es la que presenta la mayor extensión de territorio que reúne los requerimientos necesarios para cumplir con las exigencias de la autoridad y con los niveles mínimos de radiación solar, para la implementación del nuevo parque fotovoltaico. Lo anterior, resulta coherente con lo observado en el Mapa de medición del recurso solar en el SIC, al comparar los código de colores de las distintas áreas, que muestran el nivel de radiación solar en la superficie. En menor medida, es posible

contemplar que la región de Coquimbo también presenta un buen potencial para la instalación del parque fotovoltaico.

Se puede apreciar que para el caso de la Región de Valparaíso y Metropolitana, se presenta la frase: "Error de Estimación", debido a que el potencial de energía solar estimado por Santana Ch (2014) alcanza una capacidad de 23 [MW] cuando se pretende instalar un parque PV con estructura fija, mientras que para paneles con seguimiento existe una capacidad de 64 [MW], ambos en Valparaíso. Para el caso de la Región Metropolitana, Santana no contempla que existan superficies que cumplan con los requerimientos para la instalación de un parque fotovoltaico, de una capacidad mayor a 3 [MW]. Lo anterior se contrapone con la información de la Comisión Nacional de Energía, que establece la ejecución de un proyecto por 144 [MW] y un total de 104,4 [MW], para las regiones de Valparaíso y Metropolitana, respectivamente. Por tal motivo, para efectos de la memoria, no se contemplan las regiones antes mencionadas, como zonas disponibles para la implementación de la planta fotovoltaica.

Entonces, conocida la disponibilidad territorial que existe para la implementación del nuevo parque, es necesario considerar las capacidades proyectadas del Análisis del Tamaño de Proyecto, recordando que los candidatos a puntos de conexión escogidos, son los presentados en la Tabla 90, es decir las Subestaciones Cardones 220kV, Pan de Azúcar 220kV, Quillota 220kV, Polpaico 220kV, Chena 220kV, Alto Jahuel 220kV y Cerro Navia 220kV. De esta forma, en las siguientes tablas se busca determinar si en las regiones donde están situadas las mencionadas subestaciones, existe disponibilidad de terreno, siempre considerando la aproximación de que 15ha son necesarias para una planta de 3MW, de acuerdo a lo planteado por Santana Ch (2014). Así, los requerimientos territoriales, para atender a cada una de las empresas distribuidoras del bloque 1-B, cuyo punto de compra de energía, está en las subestaciones de la Tabla 90, son los siguientes.

Tabla 101: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia instalada (MW)	Superficie (ha)	Región	Existe disponibilidad (SI/NO)
EMELAT	8,0	40,0	De Atacama	SI

Tabla 102: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Pan de Azúcar 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia instalada (MW)	Superficie (ha)	Región	Existe disponibilidad (SI/NO)
EMELAT	0,01	0,1	De Coquimbo	SI
CONAFE	15,8	78,9	De Coquimbo	SI

Tabla 103: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Quillota 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia instalada (MW)	Superficie (ha)	Región	Existe disponibilidad (SI/NO)
CHILQUINTA	31,0	155,2	De Valparaiso	NO
CONAFE	6,4	32,0	De Valparaiso	NO
EMELCA	0,2	1,1	De Valparaiso	NO
LITORAL	1,0	5,1	De Valparaiso	NO
ENEL DISTRIBUCIÓN	0,5	2,5	De Valparaiso	NO
EDECSA	0,9	4,7	De Valparaiso	NO

Tabla 104: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Polpaico 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia instalada (MW)	Superficie (ha)	Región	Existe disponibilidad (SI/NO)
CHILQUINTA	1,0	4,9	Metropolitana de Santiago	NO
ENEL DISTRIBUCIÓN	36,8	183,8	Metropolitana de Santiago	NO
EEPA	0,7	3,5	Metropolitana de Santiago	NO
CGE DISTRIBUCIÓN	4,3	21,7	Metropolitana de Santiago	NO

Tabla 105: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Chena 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia instalada (MW)	Superficie (ha)	Región	Existe disponibilidad (SI/NO)
ENEL DISTRIBUCIÓN	31,5	157,4	Metropolitana de Santiago	NO
EEPA	0,7	3,7	Metropolitana de Santiago	NO
CGE DISTRIBUCIÓN	6,7	33,7	Metropolitana de Santiago	NO

Tabla 106: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Alto Jahuel 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia instalada (MW)	Superficie (ha)	Región	Existe disponibilidad (SI/NO)
ENEL DISTRIBUCIÓN	51,4	257,2	Metropolitana de Santiago	NO
EEPA	2,1	10,6	Metropolitana de Santiago	NO
CGE DISTRIBUCIÓN	37,1	185,7	Metropolitana de Santiago	NO

Tabla 107: Superficie requerida para el nuevo parque fotovoltaico, considerando la conexión en Subestación Cerro Navia 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Distribuidora	Potencia instalada (MW)	Superficie (ha)	Región	Existe disponibilidad (SI/NO)
ENEL DISTRIBUCIÓN	44,7	223,4	Metropolitana de Santiago	NO
EEPA	0,5	2,7	Metropolitana de Santiago	NO
CGE DISTRIBUCIÓN	4,6	23,2	Metropolitana de Santiago	NO

Tal como se aprecia en las tablas anteriores, la posibilidad de instalar la planta fotovoltaica en las cercanías de las subestaciones Quillota 220kV, Polpaico 220kV, Chena 220kV, Alto Jahuel 220kV y Cerro Navia 220kV, se ve negada por la indisponibilidad de terreno que cumpla con las restricciones expuestas en la Tabla 31.

Finalmente, se puede establecer de acuerdo a lo analizado en este apartado, que de los candidatos expuestos en la sección 6.1.2.1, el número de éstos se reduce a sólo dos, los cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 108: Candidatos a punto de conexión del parque fotovoltaico en el SIC, luego del estudio de Macrolocalización (Fuente: Elaboración Propia)

Subestación	Potencia calculada (MW) f.p.=0,95	Capacidad a instalar (MW)	Región
Cardones 220 kV	8,12	8,5	De Atacama
Pan de Azúcar 220 kV	16,62	17,0	De Coquimbo

6.2.3. Microlocalización

Dado que ya se han determinado las potenciales regiones, donde se plantea situar el parque fotovoltaico, las cuales corresponden a Tarapacá (I), Antofagasta (II), Atacama (III) y Coquimbo (IV), es necesario considerar las condiciones que existen para acceder a los terrenos, las cuales dadas las características, por lo general tienen carácter de propiedad fiscal. En este escenario, existen licitaciones, por concesiones onerosas, llevadas a cabo por el Ministerio de Bienes Nacionales, en las cuales se otorga "un derecho especial de uso y goce de un bien de dominio fiscal con un objetivo preestablecido, por un plazo determinado que no podrá exceder de 50 años", (Ministerio de Bienes Nacionales, s.f.).

De esta forma, a continuación, se procede a presentar las alternativas que actualmente existen para acceder a terrenos donde se pueda instalar el parque fotovoltaico.

6.2.3.1. Licitación para terrenos por Concesión Onerosa, destinada a ERNC en la región de Tarapacá (SING)

Al momento de desarrollar esta memoria, el Ministerio de Bienes Nacionales, ha puesto en oferta pública, dos opciones de adjudicación de terrenos fiscales, en la región de Tarapacá, los cuales se detallan a continuación.

Tabla 109: Concesiones Onerosas de Inmuebles Fiscales para Desarrollo de Proyectos de Energía Renovables No Convencionales (ERNC), en la Región de Tarapacá (Ministerio de Bienes Nacionales, 2016)

Designación	Superficie (ha)	Ubicación geográfica
Cerro Vista Faro	197,70 (2 lotes)	10 kilómetros al sur oriente de Alto Hospicio 30km de Pozo Almonte
Sector Alto Punta Patache	224,68 (2 lotes)	60 kilómetros de la ciudad de Iquique

Respecto a Cerro Vista Faro, el primero de los lotes tiene una superficie de 48,847ha, cuyos deslindes son:

- Norte: Terreno Fiscal, en línea recta comprendida entre los vértices A y B, en 319, 10 metros.

- Este: Línea de Transmisión eléctrica existente, en línea recta comprendida entre los vértices B y C en 899,50 metros.
- Sur: Línea Transmisión Eléctrica proyectada, en línea recta comprendida entre los vértices C y D en 625,25 metros.
- Oeste: Terreno fiscal, en línea quebrada de dos parcialidades comprendidas por los trazos DE y EA en 184,90 metros y 1233,05 metros, respectivamente.

El segundo de los lotes, presenta una superficie de 148,804 ha, aproximadamente y sus deslindes son:

- Norte: Terreno Fiscal, en línea recta comprendida entre los vértices A y B, en 176,10 metros.
- Este: Terreno Fiscal, en línea quebrada de dos parcialidades comprendida por los trazos BC y CD en 557,30 metros y 2.580,05 metros, respectivamente.
- Sur: Terreno Fiscal, en línea recta comprendida entre los vértices D y E, en 459,95 metros.
- Oeste: Terreno Fiscal, en línea quebrada de dos parcialidades comprendida por los trazos EF y FG en 900,60 metros y 712,10 metros, respectivamente. Línea de Transmisión eléctrica proyectada, en línea quebrada de dos parcialidades comprendida entre los trazos IJ y JA en 122,85 metros y 782,20 metros, respectivamente.

Respecto al Sector Alto Punta Patache, el primero de los lotes tiene una superficie de 37,510ha, cuyos deslindes son:

- Norte: Terreno Fiscal, en línea recta comprendida entre los vértices A y B, en 1095,05 metros.
- Sur: Servidumbre de Tránsito Compañía Minera Collahuasi, en línea recta comprendida entre los vértices B y C EN 1585,65 metros.
- Oeste: Terreno Fiscal, en línea recta comprendida entre los vértices C y A, en 740,30 metros.

El segundo de los lotes, presenta una superficie de 188,971 ha, aproximadamente y sus deslindes son:

- Norte: Línea de Transmisión Eléctrica existente, en línea recta comprendida entre los vértices A y B en 1866,45 metros y Terreno Fiscal, en línea recta comprendida entre los vértices B y C, en 851,20 metros, que lo separa de línea de transmisión eléctrica existente.
- Este: Terreno Fiscal, en línea recta comprendida entre los vértices C y D, en 999,65 metros.
- Sur: Terreno Fiscal, en línea recta comprendida entre los vértices D y E, en 2551,15 metros.
- Oeste: Terreno Fiscal, en línea recta comprendida entre los vértices E y A, en 225,10 metros.

A continuación, se entrega un detalle de los montos mínimos que se debiesen pagar al año, por concepto de la adjudicación de alguno de los dos terrenos fiscales que se ofrecen en la licitación.

Tabla 110: Valor de terrenos fiscales para concesión onerosa en la región de Tarapacá (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2016)

Inmueble Fiscal	Comuna	Valor Comercial (UF)	Renta Mínima (UF)
Inmueble ubicado en el Cerro Vista Faro, a 10,43 kilómetros aproximadamente, al sureste de Alto Hospicio, Provincia del Tamarugal, en la Región de Tarapacá.	Pozo Almonte	**41.506,71**	**1.660,27**
Inmueble ubicado en sector Punta Patache, Ruta A-750, kilómetro 13,5 aproximadamente, Provincia de Iquique, Región de Tarapacá.	Iquique	**74.144,73**	**2.965,79**

Para una mejor comprensión de la locación, se presenta al lector un extracto de un mapa con la ubicación geográfica de los dos terrenos fiscales antes mencionados, donde se posicionaría el nuevo parque fotovoltaico, el cual es extraído de las bases de licitación.

Figura 39: Ubicación Cerro Vista Faro (Ministerio de Bienes Nacionales, 2016)



Figura 40: Ubicación Sector Alto Punta Patache (Ministerio de Bienes Nacionales, 2016)



Finalmente, dada la cercanía a la Subestación Tarapacá 220kV y al menor valor comercial que presenta, se opta por la oferta del terreno en Vista Faro, por sobre Alto Punta Patache, de esta forma se pretende reducir el costo del tendido de la línea de Alta Tensión hacia el citado punto de conexión.

Además, dado que Cerro Vista el Faro, está compuesto de 2 lotes, uno de 48,84ha y otro de 148,804ha, es que el valor comercial se pondera entre ambos sitios, de forma de determinar el valor comercial del primero de los lotes, que dada la extensión de terreno, es el que mejor se ajusta a las necesidades del proyecto, el cual requiere alrededor de 12ha para tan sólo la instalación de los paneles, quedando de esta forma una extensión de terreno adecuada para la construcción de las Obras civiles y el montaje de los equipos requeridos.

De esta forma el valor comercial para el terreno es:

$$\text{Valor de terreno} = \frac{41.506{,}7 \times 48{,}84}{197{,}70} = 10.253{,}68 \text{ UF}$$

6.2.3.2. Licitación para terrenos por Concesión Onerosa, destinada a ERNC en la región de Antofagasta (SING)

Revisando los antecedentes presentados por el Ministerio de Bienes Nacionales, es posible indicar, que actualmente no existe una licitación para la adjudicación de terrenos fiscales, de carácter oneroso en esta región, sin embargo se recoge la experiencia del último concurso, que fue adjudicado con fecha 12 de Diciembre de 2016, dado que se entiende que el análisis que se lleva a cabo, es aplicable para cualquier territorio de carácter fiscal, que eventualmente pudiese ser ofertado por la autoridad.

En la oferta presentada, los terrenos cumplen con las condiciones que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 111: Principales características de terrenos fiscales, para concesión onerosa, en la Región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015)

Inmueble Fiscal	Comuna	Inscripción de Dominio (*)	N° Plano	Superficie (ha)	Valor Comercial (UF)
Inmueble ubicado aproximadamente a 3 Km al Nororiente de intersección Ruta B-92 con Ruta 5	Taltal	Fojas 46, N° 45, año 2015, CBR Taltal	02104-8.557 C.R.	111,43	21.952
Inmueble ubicado aproximadamente a 4.1 Km al Oriente de intersección Ruta B-92 con Ruta 5	Taltal	Fojas 46, N° 45, año 2015, CBR Taltal	02104-8.556 C.R	50,30	9.909
Inmueble ubicado aproximadamente a 7 Km al Sureste de intersección Ruta B-92 con Ruta 5	Taltal	Fojas 46, N° 45, año 2015, CBR Taltal	02104-8.539 C.R.	87,98	17.332
Inmueble ubicado aproximadamente a 5 Km al Oriente de intersección Ruta B-92 con Ruta 5	Taltal	Fojas 46, N° 45, año 2015, CBR Taltal	02104-8.555 C.R.	67,15	13.229
Inmueble ubicado aproximadamente a 11 Km al Noreste de intersección Ruta 5 con Ruta 24	María Elena	Fojas 49, N° 57, año 1928, CBR El Loa - Calama	02302-4.373 C.R.	102,40	22.528

Respecto al primero de los terrenos fiscales, presentados en la tabla anterior, se debe aclarar que está compuesto por tres lotes, los cuales se pasan a detallar en la siguiente tabla.

Tabla 112: Detalle del deslinde del primer terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Antoifagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015)

LOTE A — **Superficie: 49,61 ha.**

NORTE	:	Terreno Fiscal, en trazo AB de 1.075,98 m.
ESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo BC de 272,08 m.
SUR	:	Faja de Protección Ruta 5, en trazo CD de 1.186,99 m.
OESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo DA de 622,98 m.

LOTE B — **Superficie: 8,37 ha.**

NORTE	:	Faja de Protección Ruta 5, en trazo EF de 1.217,57 m.
ESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo FG de 51,56 m.
SUR	:	Servidumbre Fibra Óptica, en trazo GH de 1.241,20 m.
OESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo HE de 87,93 m.

LOTE C — **Superficie: 53,45 ha.**

NORTE	:	Servidumbre Fibra Óptica, en trazo IJ de 1.244,01 m.
ESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo JK de 155,46 m., en trazo KL de 450,88 m. y en trazo LM de 235,33 m.
SUR	:	Terreno Fiscal, en trazo MN de 822,19 m.
OESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo NI de 316,36 m.

La misma disociación, que en el caso anterior, se puede hacer para el segundo de los terrenos fiscales, observando que para este terreno, sólo existen dos lotes, los cuales se detallan a continuación.

Tabla 113: Detalle del deslinde del segundo terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015)

LOTE A		**Superficie: 20,72 ha.**
NORTE	:	Servidumbre Fibra Óptica, en trazo AB de 214,64 m.
ESTE	:	Servidumbre Línea Compañía Eléctrica de Tarapacá, en trazo BC de 1.117,16 m.
SUR	:	Terreno Fiscal, en trazo CD de 345,64 m.
OESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo DA de 855,12 m.
LOTE B		**Superficie: 29,58 ha.**
NORTE	:	Servidumbre Fibra Óptica, en trazo EF de 362,34 m.
ESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo FG de 1.307,86 m.
SUR	:	Terreno Fiscal, en trazo GH de 173,74 m.
OESTE	:	Servidumbre Línea Compañía Eléctrica de Tarapacá, en trazo HE de 1.167,91 m.

Luego, el tercero de los inmuebles fiscales, que posee una superficie de 89,98ha, está compuesto por un solo lote, el cual presenta el deslinde que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 114: Detalle del deslinde del tercer terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015)

NORTE	:	Terreno Fiscal, en trazo AB de 637,52 m.
ESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo BC de 1.294,85 m.
SUR	:	Terreno Fiscal, en trazo CD de 752,35 m.
OESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo DA de 1.285,82 m.

El cuarto predio, que tiene una extensión de 67,15 ha, también presenta un solo lote en la oferta y éste tiene el deslinde mostrado en la tabla a continuación.

Tabla 115: Detalle del deslinde del cuarto terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015)

NORTE	:	Terreno Fiscal, en trazo AB de 758,91 m.
ESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo BC de 399,16 m. y en trazo CD de 279,41 m.
SUR	:	Terreno Fiscal, en trazo DE de 362,17 m., en trazo EF de 274,52 m. y en trazo FG de 337,68 m.
OESTE	:	Terreno Fiscal, en trazo GA de 807,59 m.

El quinto predio, ubicado en las cercanías de la comuna de María Elena, en la región de Antofagasta, también presenta un solo lote en la oferta y el deslinde de éste, es mostrado a continuación.

Tabla 116: Detalle del deslinde del quinto terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015)

NORTE	:	Terreno fiscal, en trazo AB de 1.000,00 m.
ESTE	:	Terreno fiscal, en trazo BC de 1.024,00 m.
SUR	:	Terreno fiscal, en trazo CD de 1.000,00 m.
OESTE	:	Terreno fiscal, en trazo DA de 1.024,00 m.

Un factor muy importante, para la toma de decisión de la planta fotovoltaica, es saber el costo de adjudicar el terreno y es por esto que a continuación, se entrega un detalle de los montos mínimos que se debiesen pagar para la adquisición de alguno de los cinco terrenos fiscales, que se ofrecen en la licitación.

Tabla 117: Valor de terrenos fiscales para concesión onerosa en la región de Antofagasta (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015)

Inmueble Fiscal	Comuna	Valor Comercial (UF)	Renta Mínima (UF)
Inmueble ubicado aproximadamente a 3 Km al Nororiente de intersección Ruta B-92 con Ruta 5	Taltal	21.952	878
Inmueble ubicado aproximadamente a 4.1 Km al Oriente de intersección Ruta B-92 con Ruta 5	Taltal	9.909	396
Inmueble ubicado aproximadamente a 7 Km al Sureste de intersección Ruta B-92 con Ruta 5	Taltal	17.332	693
Inmueble ubicado aproximadamente a 5 Km al Oriente de intersección Ruta B-92 con Ruta 5	Taltal	13.229	529
Inmueble ubicado aproximadamente a 11 Km al Noreste de intersección Ruta 5 con Ruta 24	María Elena	22.528	901

Finalmente, considerando un criterio que contempla tanto la cercanía a la Subestación Crucero 220kV, como el monto anual a cancelar por la adjudicación del terreno fiscal, es que se opta por considerar la instalación del parque fotovoltaico en el predio número dos, de la tabla anterior, situado a 4,1km al Oriente de la Intersección Ruta B-92 con ruta 5, cuyo valor comercial es de 9.909 UF.

6.2.3.3. Licitación para terrenos por Concesión Onerosa, destinada a ERNC en la región de Atacama (SIC)

Actualmente, no existe una licitación para la adjudicación de terrenos fiscales, de carácter oneroso en esta región, sin embargo se recoge la experiencia del último concurso, que fue adjudicado con fecha 12 de Diciembre de 2016. En la oferta presentada, el terreno a adjudicar cumple con las condiciones que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 118: Principales características de terrenos fiscales, para concesión onerosa, en la Región de Atacama (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015)

Inmueble Fiscal	Comuna	Inscripción de Dominio (*)	N° Plano	Superficie (ha)	Valor Comercial (UF)
Inmueble ubicado en Subestación Dos Amigos, Domeyko	Vallenar	Fojas 11, N° 6, año 1945, CBR Vallenar	03301-1575 C.R.	23,68	8.922,60

Este predio, perteneciente a la Provincia de Huasco, comuna de Vallenar, cuenta únicamente con un terreno a licitar, el cual presenta el deslinde que se muestra a continuación.

Tabla 119: Detalle del deslinde del terreno fiscal, para concesión onerosa en la región de Atacama (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015)

NORTE	:	Terrenos Fiscales en línea recta entre los vértices AB de 333,12 metros.
ESTE	:	Terrenos Fiscales en línea quebrada de dos parcialidades entre los vértices BC de 612,30 metros y CD de 196,62 metros.
SUR	:	Terrenos Fiscales en línea recta entre los vértices DE de 199,23 metros.
OESTE	:	Camino interior entre Domeyko y Mina Dos Amigos en línea recta entre los vértices EA de 821,68 metros.

Finalmente, el monto anual a cancelar por la adjudicación del terreno fiscal, es presentado en la siguiente tabla.

Tabla 120: Valor de terrenos fiscales para concesión onerosa en la región de Atacama (Fuente: Ministerio de Bienes Nacionales, 2015)

Inmueble Fiscal	Comuna	Valor Comercial (UF)	Renta Mínima (UF)
Inmueble ubicado en Subestación Dos Amigos, Domeyko	Vallenar	8.922,60	356,90

6.2.3.4. Licitación para terrenos por Concesión Onerosa, destinada a ERNC en la región de Coquimbo (SIC)

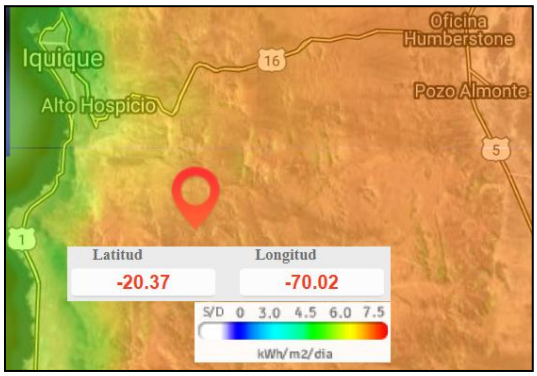
Dado que el autor no ha podido hallar información acerca de terrenos disponibles en la región de Coquimbo, que hayan estado o que se encuentren en un proceso de licitación para la implementación de un parque fotovoltaico, es que se decide restar esta opción de localización de la planta proyectada, por lo que en adelante no se considera dentro de las evaluaciones.

6.2.4. Decisión de localización

Del análisis desarrollado, se opta por las siguientes tres alternativas de ubicación del parque fotovoltaico, optando finalmente, por la que permita una mayor rentabilidad, de acuerdo al criterio económico, presentado más adelante en esta memoria.

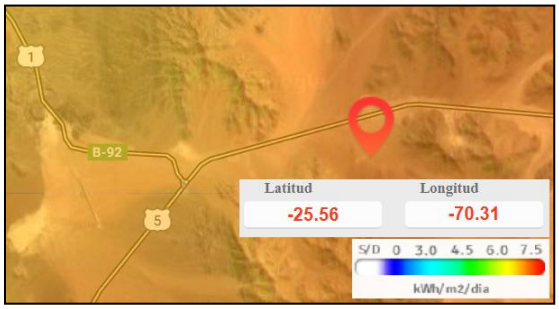
- Alternativa 1: Conexión a S/E Tarapacá 220kV, con instalación del parque fotovoltaico en Vista Faro, con una superficie disponible de 48,847 hectáreas (lote 1)

Figura 41: Localización para la instalación del parque fotovoltaico proyectado. Alternativa 1 (Fuente: Elaboración Propia)



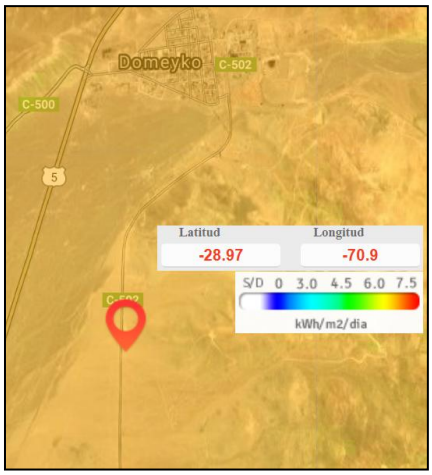
- Alternativa 2: Conexión a S/E Crucero 220kV, con instalación del parque fotovoltaico en el predio número dos, de la licitación por concesión onerosa, situado a 4,1km al Oriente de la Intersección Ruta B-92 con ruta 5, con una superficie disponible de 50,3 hectáreas.

Figura 42: Localización para la instalación del parque fotovoltaico proyectado. Alternativa 2 (Fuente: Elaboración Propia)



- Alternativa 3: Conexión a S/E Cardones 220kV, con instalación del parque fotovoltaico en la Subestación Dos Amigos, Domeyko de la Provincia de Huasco, comuna de Vallenar, con una superficie disponible de 23,68 hectáreas.

Figura 43: Localización para la instalación del parque fotovoltaico proyectado. Alternativa 3 (Fuente: Elaboración Propia)



Es importante aclarar que todos los costos originados por los accesos, caminos y obras viales, requeridas para acceder a las locaciones antes mencionadas, se contemplan en el análisis económico, de acuerdo a la información brindada por la Comisión Nacional de Energía (2017).

6.3. Ingeniería del Proyecto.

6.3.1. Selección del proceso productivo

Dado el segmento objetivo que se ha establecido tanto en el Estudio de Mercado, como en las secciones de Tamaño y Localización del Proyecto, es necesario determinar el proceso que se lleva a cabo en la nueva planta fotovoltaica, de modo de satisfacer la demanda de los clientes regulados, a través de la venta de energía a las empresas distribuidoras, que constituye el target de la inversión.

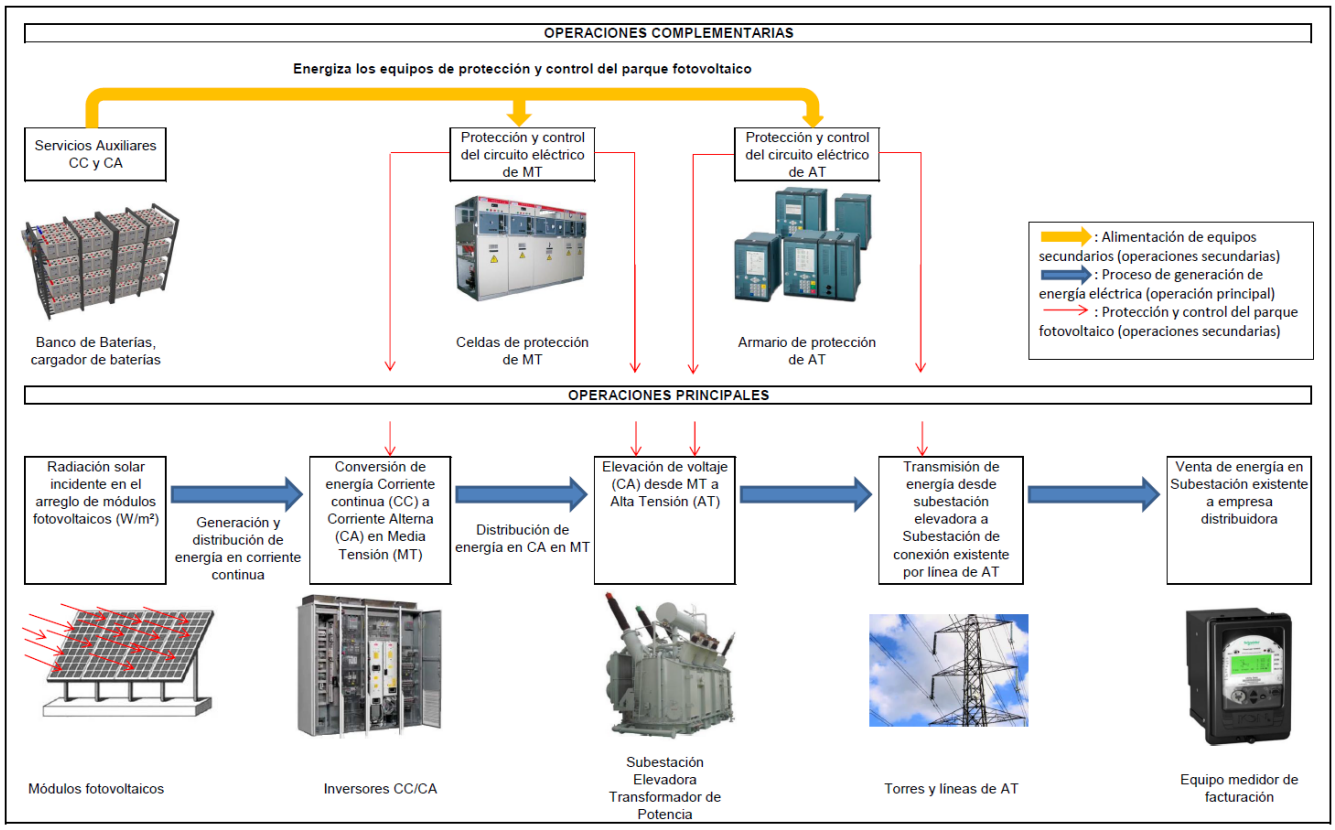
De esta forma, es importante recordar los fundamentos que están vinculados a la generación de energía eléctrica, a partir de la radiación solar, los que han sido abordados en el numeral 2.1.6.3 de los Antecedentes generales, como también los temas referentes al funcionamiento de las celdas fotovoltaicas, empleadas para el desarrollo de la actividad antes mencionada, los cuales han sido presentados en la sección 3.1.2, del Marco Teórico de esta memoria.

En síntesis, el proceso de la producción de energía eléctrica, para la venta a la empresa distribuidora, se puede dividir en tres secciones:

- Generación de energía, a través de los módulos fotovoltaicos y su conversión desde una fuente de corriente continua a una de corriente alterna
- Elevación del Voltaje, a través de un transformador de potencia, para trasmitir la energía
- Transmisión de energía a la Subestación de conexión existente.

Durante todo el ciclo, existen ciertas funciones que trabajan en paralelo, durante la generación de energía, las que brindan la confiabilidad y disponibilidad necesarias, para el cumplimiento de las exigencias de la autoridad y de los clientes, las que son tratadas en la sección de Proyectos complementarios, a ser revisadas más adelante. Esto puede ser representado a través de la siguiente figura, donde se distinguen las operaciones principales, que guardan relación directa con el proceso de generación y comercialización de electricidad y las operaciones complementarias, que básicamente se refiere a la alimentación de los dispositivos y a su desempeño, los que permiten controlar y proteger a los equipos principales de la planta y de la Subestación Elevadora, tanto en Media como en Alta Tensión y a la línea de transmisión.

Figura 44: Procesos involucrados en la generación de energía eléctrica, en un parque fotovoltaico (Fuente: Elaboración Propia)



Siguiendo con el desarrollo del proceso productivo, a continuación, se presenta el detalle de las etapas antes mencionadas, estableciendo las características que posteriormente, serán empleadas en la adquisición de los equipos.

6.3.1.1. Operaciones principales

6.3.1.1.1. Generación de energía a partir de la radiación incidente

Uno de los aspectos fundamentales del proceso de generación de energía, de tipo fotovoltaica, es obviamente el nivel de radiación que incide en los paneles y las condiciones meteorológicas del lugar donde se emplaza el parque, por lo que es importante establecer estos parámetros para los distintos lugares escogidas. Para lo anterior, se emplea una aplicación desarrollado por el gobierno y que es de acceso público, a través del sitio web del Ministerio de Energía, llamada Explorador Solar. Esta herramienta permite indicar los niveles de radiación para un sitio escogido por el usuario. Es así, que a continuación se

presentan los distintos drivers que condicionan el potencial del parque fotovoltaico proyectado y particularmente los datos característicos de las celdas PV, a emplear, para cada uno de los lugares de emplazamiento, obtenidos del reporte de recursos meteorológicos, de la citada herramienta.

6.3.1.1.1.1. Alternativa 1: instalación del parque fotovoltaico en Vista Faro, Región de Tarapacá.

Al momento de introducir la localización de la planta, el Explorador Solar, entrega las coordenadas geográficas de ésta, las cuales corresponden a una latitud de 20,37°Sur, longitud de 70,02° Oeste y una elevación de 1030 metros.

Además, de acuerdo a los obstáculos topográficos en el entorno del sitio, el programa, entrega una frecuencia de sombras promedio, de acuerdo a los meses y al horario, considerando para ello una altura del terreno de 90 metros y un radio de 180km desde el sitio seleccionado. De esta forma, se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 121: Frecuencia de Sombras. Alternativa de localización 1 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	46.2	50	50.85	54.17	54.17	54.17	54.17	54.17	54.17	47.12	45.83	45.83

(a) Porcentaje de tiempo con sombras cada mes en horario diurno.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
%	100	100	100	100	100	100	68.57	0	0	0	0	0

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
%	0	0	0	0	0	0	53.08	100	100	100	100	100

(b) Porcentaje del año con sombras en cada hora.

Claramente, se puede apreciar que para el lapso de tiempo en el cual se genera la energía, para las concesionarias de distribución eléctrica, el nivel de sombras es inexistente, lo que implica una inmejorable condición para la incidencia de la radiación en los paneles fotovoltaicos.

Debido a lo anterior, es esperable un buen nivel de radiación para el horario de interés, lo cual es ratificado en la siguiente tabla, extraída de los resultados del Explorador Solar.

Tabla 122: Promedio horario de la radiación incidente en unidades (W/m²). Alternativa de localización 1 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0	0	0	0	0	0	8.19	93.92	292.76	508.12	685.75	803.48
Difusa	0	0	0	0	0	0	8.49	40.7	63.43	74.06	79.71	84.1
Global	0	0	0	0	0	0	16.68	134.62	356.19	582.18	765.46	887.58

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Directa	850.51	828.56	737.42	583.37	381.13	165.4	23.02	0	0	0	0	0
Difusa	86.25	85.6	81.47	75.82	66.92	50.84	16.7	0	0	0	0	0
Global	936.76	914.16	818.89	659.19	448.05	216.24	39.72	0	0	0	0	0

(a) Radiación incidente en el plano horizontal.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0	0	0	0	0	0	0.97	87.37	305.32	538.11	728.95	855.54
Difusa	0	0	0	0	0	0	8.23	39.47	61.52	71.83	77.31	81.57
Suelo	0	0	0	0	0	0	0.12	0.97	2.58	4.21	5.54	6.42
Global	0	0	0	0	0	0	9.32	127.81	369.42	614.15	811.8	943.53

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Directa	905.97	882.38	784.77	619.54	402.88	168.6	8.85	0	0	0	0	0
Difusa	83.65	83.02	79.01	73.54	64.91	49.31	16.19	0	0	0	0	0
Suelo	6.78	6.62	5.93	4.77	3.24	1.56	0.29	0	0	0	0	0
Global	996.4	972.02	869.71	697.85	471.03	219.47	25.33	0	0	0	0	0

(b) Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

Por otra parte, como la temperatura a la que es sometida una celda fotovoltaica, influye directamente en su eficiencia y con ello en el nivel de potencia, resulta necesario establecer este valor dentro de las condiciones ambientales de trabajo de la planta.

Tabla 123: Temperatura media. Alternativa de localización 1 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
°C	18.15	18.48	18.19	16.94	16.55	15.17	14.15	15.84	15.98	17.06	17.24	17.53

(a) Temperatura promedio mensual.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
°C	13.64	13.31	12.99	12.57	12.21	11.92	11.35	12.35	14.08	16.74	19.85	23.22

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
°C	23.1	23.03	22.88	22.18	21.48	20.79	18.68	17.11	15.77	14.85	14.3	14.16

(b) Temperatura promedio para cada hora.

Finalmente, el último parámetro entregado por la aplicación Explorador Solar, corresponde a la velocidad del viento promedio, tanto a nivel mensual, como horaria, el que cobra especial importancia porque "interviene en el enfriamiento de las celdas fotovoltaicas, y por lo tanto en su eficiencia, además puede afectar la integridad del montaje de los paneles" (Ministerio de Energía, 2017).

Tabla 124: Velocidad del viento a 5,5 metros. Alternativa de localización 1 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
m/s	3.56	3.58	4.07	3.78	3.71	2.09	2.03	2.18	2.27	2.55	2.72	3.55

(a) Promedio mensual de la magnitud del viento.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
m/s	2.28	2.23	2.2	2.16	2.13	2.12	1.46	1.41	1.44	1.54	1.7	1.93

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
m/s	4.93	5.17	5.38	5.35	5.26	5.11	3.24	3.18	3.09	3.04	2.96	2.85

(b) Promedio de la magnitud del viento para cada hora.

Conocidas las condiciones ambientales de la región donde eventualmente se instala el nuevo parque fotovoltaico, resulta natural pensar en el dimensionamiento de las celdas y módulos que son empleados para la generación de energía. En este sentido, nuevamente el Explorador Solar facilita la tarea para el proyectista, simplemente ingresando algunos datos del producto contemplado, la aplicación es capaz de establecer el nivel de energía que es capaz de entregar la planta.

Para lo anterior, se emplean los datos obtenidos de uno de los proveedores de paneles fotovoltaicos más reconocidos a nivel mundial: Trina Solar, el cual dentro de su participación en el mercado internacional, también cuenta con presencia en Chile. Específicamente, en la evaluación se emplea la línea Duomax, modelo TSM-320 PEG14, el cual está constituido a partir de 72 celdas policristalinas, escogiendo este último tipo, ya que en esta marca, la eficiencia entre un panel policristalino y uno monocristalino, sólo radica en una mejora de 1,2% del segundo frente al primero, situación que a criterio del autor no justifica un incremento en la inversión.

Siguiendo con la aplicación antes mencionada, ésta permite realizar un dimensionamiento de la planta, mediante un modelo de generación básico o uno avanzado, siendo este último el empleado en esta memoria, puesto que permite obtener un nivel más detallado de la planta, al considerar dentro de su algoritmo de cálculo las condiciones garantizadas por el fabricante. Ahora bien, es importante aclarar, que no es la intención de esta memoria introducirse en el desarrollo del software de la aplicación, sino que simplemente es usarla como una herramienta sencilla de dimensionamiento del parque.

Explicado lo anterior, se puede indicar que en el modelo avanzado, existe una serie de datos que deben ser completados por el proyectista, los cuales, a continuación son definidos, de forma de aclarar al lector, la forma en que el autor realiza el ingreso de éstos a la aplicación.

a) Número de celdas por panel: Es la cantidad de células que componen un módulo o panel fotovoltaico, siendo un valor que es entregado por el fabricante. En este caso se emplea un panel de 72 celdas, dado que para proyectos de generación superior a 1MW es lo que recomiendan los proveedores y constituye un valor típico en los proyectos a nivel nacional.

b) Potencia máxima (Pmp), voltaje de máxima potencia (Vmp), corriente de máxima potencia (Imp) y corriente de cortocircuito (Isc): definen la curva de potencia de cada modelo de panel fotovoltaico, la que permite establecer todas las posibles combinaciones de voltaje y corriente en que el panel puede producir energía. Los paneles deben instalarse con un controlador regulador de carga que permite que funcione en la combinación de voltaje y corriente que produce la máxima potencia (Pmp). Estos valores se encuentran en la ficha técnica del fabricante para cada modelo de panel fotovoltaico. Los valores de la Potencia máxima (Pmp), el Voltaje de circuito abierto (Voc) y la Corriente de cortocircuito (Isc), corresponden a los valores medidos en condiciones estándares de 1000 W/m2 y 25°C, los cuales se modifican cuando cambian las condiciones de temperatura y radiación, de acuerdo a lo expuesto en el documento: Modelo de Generación Fotovoltaica, del Ministerio de Energía (2017).

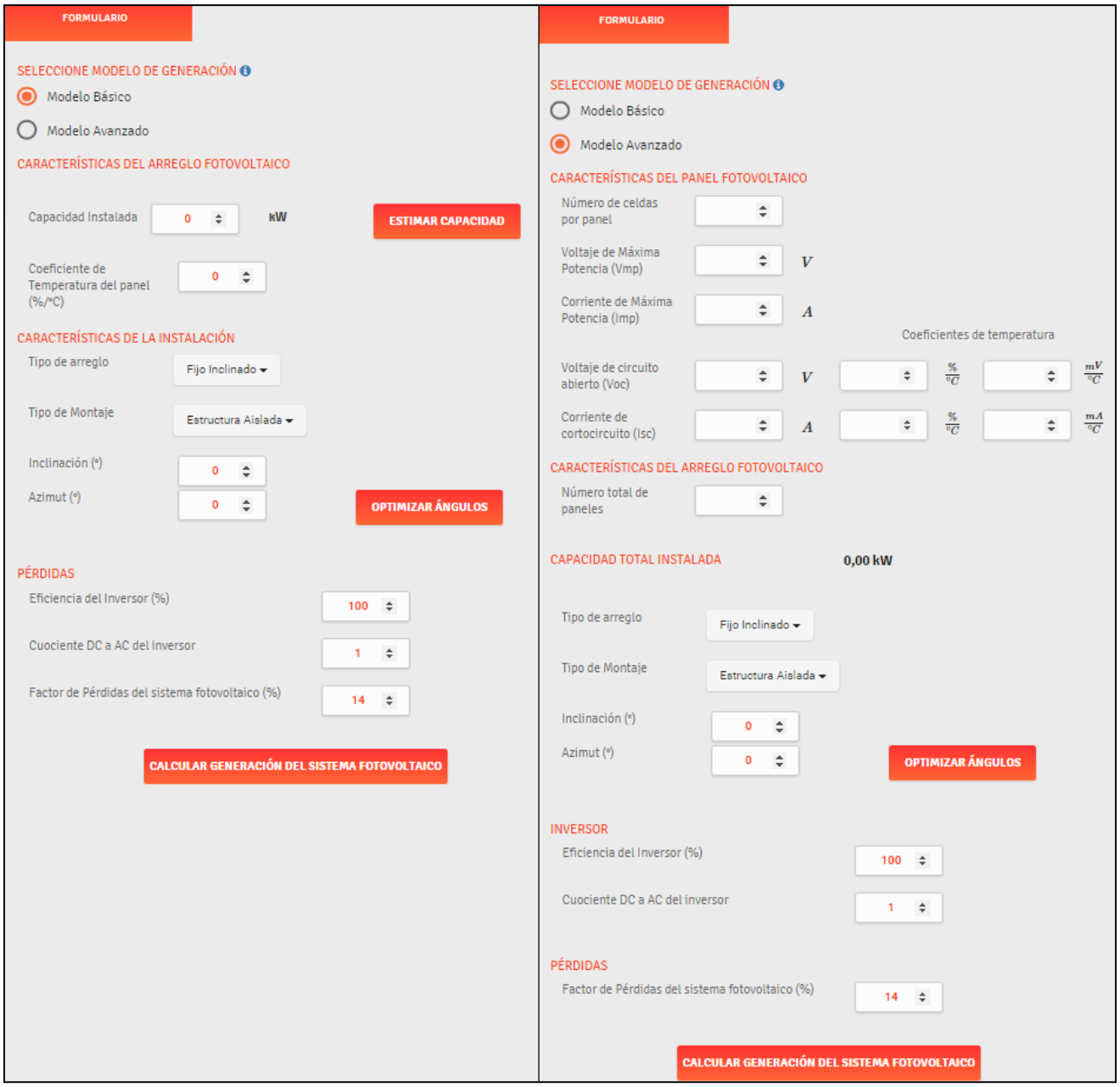
c) Coeficientes de temperatura: Para caracterizar los cambios de los valores de Pmp, Voc e Isc, debido a la temperatura, a la que están sometidas las celdas, se debe considerar la sensibilidad de ellas a la temperatura, lo que representa los coeficientes. Estos valores están descritos en la ficha del fabricante, para cada una de las variables. Los coeficientes de temperatura pueden estar expresados como un porcentaje de la variable o en unidades de la variable, por ejemplo, en %/C o en W/°C en el caso de la potencia, de acuerdo a lo expuesto en el documento: Modelo de Generación Fotovoltaica, del Ministerio de Energía (2017).

d) Número de paneles: "Se debe ingresar el número de paneles en serie que irán conectados a un solo inversor. Esta herramienta asume que todos los paneles tendrán las mismas características técnicas" (Ministerio de Energía, 2017). Además, en esta casilla sólo es posible introducir un número menor o igual a 180.

e) Capacidad total instalada: Corresponde al producto de la potencia máxima, de cada uno de los paneles, con el número de éstos. Ahora bien, "si se desea evaluar la generación de un sistema con múltiples inversores en paralelo, se debe evaluar cada sistema en serie por separado y sumar la generación de cada uno de ellos" (Ministerio de Energía, 2017).

Entonces, aclarado el ingreso de datos, a continuación se presenta la interfaz que presenta la aplicación para llevar a cabo esta tarea.

Figura 45: Interfaz de ingreso de datos para generación eléctrica fotovoltaica, en Explorador Solar (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)



Ahora bien, la forma en que son montados los paneles cobra una especial relevancia, tal como ha sido revisado en la sección 2.1.6.3.2, ítem donde se opta por estudiar dos configuraciones para el montaje de los paneles fotovoltaicos, para la obtención de energía a partir de la radiación solar, las cuales son:

- Montaje de Paneles en arreglos fijos
- Montaje de Paneles con seguidores en un eje horizontal

No obstante las diferencias que existen, en ambos casos es necesario establecer un ángulo de inclinación del panel con respecto al plano horizontal, donde son ubicados. Como el objetivo es poder captar la mayor cantidad de radiación solar, es necesario que la superficie del panel quede orientada de forma perpendicular a ésta, por lo que en general la inclinación del módulo PV, es paralela a la latitud de la zona donde se ubica el parque fotovoltaico. De acuerdo a lo anterior, existe la opción de ingresar los datos en forma manual u obtener los ángulos óptimos de manera automática, al presionar el botón Optimizar Ángulos, siendo esta última la acción realizada en la evaluación.

También es posible apreciar en la Figura 45 que deben ser ingresados algunos parámetros del inversor, para lo cual se considera los valores de eficiencia del inversor y su cuociente DC a AC, asignados de acuerdo al documento: Modelo de Generación Fotovoltaica, del Ministerio de Energía (2017), siendo de 96% y 1, respectivamente.

Finalmente, el factor de pérdidas del sistema fotovoltaico PV (%), considera los valores de la siguiente tabla, de acuerdo al mismo archivo mencionado en el párrafo anterior.

Tabla 125: Pérdidas operacionales del sistema PV (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Suciedad	2%
Sombras del entorno (árboles, construcciones adyacentes, etc.)	3%
Imperfecciones de fabricación	2%
Cableado	2%
Conectores	0,5%
Degradación de las celdas por luz incidente	1,5%
Tiempo apagado	3%
Diferencias entre los valores de laboratorio y la realidad de las especificaciones técnicas	1%
Pérdida Total (PT)	14.08%

a) Parque fotovoltaico, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas.

Una vez explicado el funcionamiento de la aplicación, se procede a entregar los resultados del dimensionamiento del parque fotovoltaico a ser ubicado en la zona de Vista Faro.

Tabla 126: Características del sistema fotovoltaico, con un arreglo de paneles fijo e inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Configuración	Fijo Inclinado
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	20°
Azimut	0°
Nº celdas por panel	72
Nº paneles	180
Voltaje máxima potencia	37.2 V
Corriente máxima potencia	8.6 A
Voltaje circuito abierto	45.9 V
Coef. temperatura voltaje	-0.32 $\%/^oC$
Corriente cortocircuito	9.07 A
Coef. temperatura corriente	0.05 $\%/^oC$
Ef. Inversor	98.0 %
Pérdidas	14.08 %

Tabla 127: Resultados de la generación fotovoltaica, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Capacidad Instalada	57.59 kW
Total Diario	0.34 kWh
Total Anual	125.2 MWh
Factor de Planta	24.8 %

Sin embargo, la solución no está completa, porque el número de paneles que se ingresa a la aplicación está limitado por la cantidad de módulos que pueden ser conectados a un inversor, teniendo como valor máximo 180 unidades. Entonces, es necesario aplicar lo indicado por el documento: Modelo de Generación Fotovoltaica, del Ministerio de Energía (2017), el que indica que simplemente para una configuración con un mayor número de paneles se debe realizar la suma de las potencias y de la cantidad de energía generada por cada uno de ellos. De esta forma, simplemente se realiza una iteración de la cantidad de paneles, de forma de alcanzar el nivel de energía a inyectar en la Subestación Tarapacá 220kV, requerido por las empresas distribuidoras, cuyo valor anual es de 40.17GWh.

Entonces, el arreglo final para el parque fotovoltaico, contemplando paneles fijos e inclinados, es el siguiente:

Tabla 128: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando un montaje fijo e inclinado de los paneles (Fuente: Elaboración propia)

Capacidad instalada	19	MW
Total diario	109,556	MWh
Total Anual	40,3	GWh
Factor de planta	24,8	%
Número de paneles	58.000	

Si se compara el nivel de potencia instalada de la tabla anterior, con lo proyectado en la Tabla 91, existe una diferencia, que se explica básicamente en aproximaciones y simplificaciones, realizadas en el capítulo 6, especialmente en lo que tiene que ver con el factor de planta. Sin embargo, el valor presentado en la Tabla de Candidatos de punto de conexión y tamaño de planta, considerando ambos sistemas interconectados, significa un buen punto de partida en la iteración realizada por el autor.

b) Parque fotovoltaico, con paneles montados en estructuras inclinadas y que permiten seguimiento horizontal (HTSAT).

Al igual que para el caso de los arreglos de paneles fijos, a continuación se estudia la configuración con “capacidad de seguimiento solar en un eje este oeste, que pueden hacer seguimiento de las variaciones diarias de la localización del sol” (Santana Ch, 2014).

De acuerdo a lo expuesto en el párrafo anterior y entendiendo que las condiciones ambientales no cambian respecto a la configuración de paneles fijos, se presentan los resultados de la evaluación realizada, a través del Explorador Solar del Ministerio de Energía.

Tabla 129: Características del sistema fotovoltaico, con arreglo tipo HTSAT, de seguidor horizontal y paneles inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Configuración	HTSAT
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	20º
Azimut	0º
Nº celdas por panel	72
Nº paneles	180
Voltaje máxima potencia	37.2 V
Corriente máxima potencia	8.6 A
Voltaje circuito abierto	45.9 V
Coef. temperatura voltaje	-0.32 $\%/^oC$
Corriente cortocircuito	7.32 A
Coef. temperatura corriente	0.05 $\%/^oC$
Ef. Inversor	96.0 %
Pérdidas	14.08 %

Tabla 130: Resultados de la generación fotovoltaica HTSAT, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Capacidad Instalada	57.59 kW
Total Diario	0.45 kWh
Total Anual	164.12 MWh
Factor de Planta	32.5 %

Con estos resultados, tal como se realiza para en el cálculo de paneles fijos, se debe realizar la suma de las potencias y de la cantidad de energía generada, por cada uno de ellos. De esta forma, simplemente se realiza una iteración de la cantidad de paneles, de forma de alcanzar el nivel de energía a inyectar en la Subestación Tarapacá 220kV, requerido por las empresas distribuidoras, cuyo valor anual es de 40.17GWh.

Entonces, el arreglo final para el parque fotovoltaico, contemplando la configuración HTSAT, para el montaje de los paneles, es el siguiente:

Tabla 131: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando una configuración HTSAT, para el montaje de los paneles (Fuente: Elaboración propia)

Capacidad instalada	14	MW
Total diario	111,250	MWh
Total Anual	40,6	GWh
Factor de planta	32,5	%
Número de paneles	44.500	

Realizando una rápida comparación entre la Tabla 131 y la Tabla 128, es fácil darse cuenta como se obtiene una mejor utilización del recurso solar en el arreglo de paneles seguidores. Esta condición permite tener una planta con una capacidad nominal instalada menor, lo que no sólo impacta en la adquisición de un menor número de paneles PV, sino que también de una menor cantidad de inversores. A su vez, en una primera impresión, es posible suponer que la Subestación Elevadora, que debe ser realizada para transmitir la energía generada, también debiese presentar una disminución del tamaño de sus equipos, sin embargo tal afirmación debe ser confirmada al momento de dimensionarlos, tarea que es llevada a cabo, en este mismo capítulo.

De estos resultados, se debe evaluar la conveniencia de uno u otro sistema de montaje de los paneles, considerando el mayor costo de instalación para el caso de la configuración HTSAT, pero también los ahorros que eventualmente pudiese apalancar su implementación. La decisión es considerada en la Evaluación Económica de esta memoria.

Finalmente, no sólo importa el tipo de montaje al que son sometidos los módulos fotovoltaicos, sino que también, es necesario establecer la separación que debe existir entre cada una de las filas de paneles, de forma de evitar que se produzcan sombras en los módulos, lo que obviamente perjudica el rendimiento de la planta. En ese sentido, existen diversos programas computacionales que permiten realizar simulaciones precisas de éstos, sin embargo, por indisponibilidad de éstos, en la presente memoria sólo se emplea una aproximación a través de la siguiente fórmula:

$$\mathrm{d} = \frac{\mathrm{h}}{\tan\left(61° - \text{latitud del sitio}\right)} = 5.627\mathrm{mm}$$

Donde:

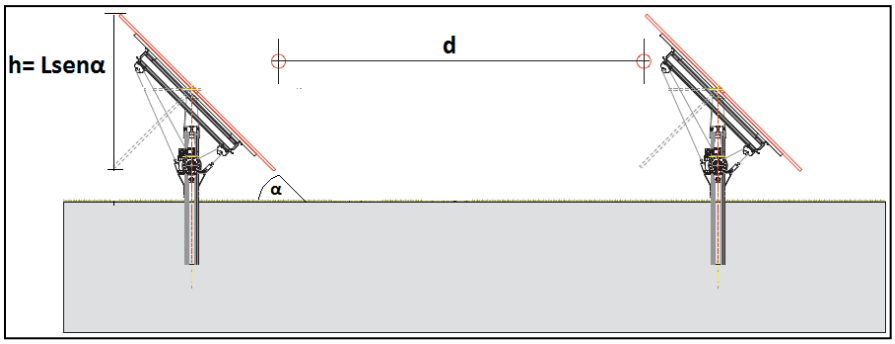
d: Distancia entre filas de paneles fotovoltaicos (PV)

h: Altura del panel medido desde un plano horizontal

α: Inclinación del panel fotovoltaico PV

La siguiente figura presenta los parámetros antes mencionados, de forma de dar claridad al lector acerca de la expresión anterior.

Figura 46: Separación entre filas de paneles fotovoltaicos (Fuente: Proyecto 4399_Luna II_2V, 2017)



6.3.1.1.1.2. Alternativa 2: instalación del parque fotovoltaico situado a 4,1km al Oriente de la Intersección Ruta B-92 con ruta 5, región de Antofagasta.

Para la alternativa que a continuación se desarrolla, se sigue el mismo procedimiento que en el caso del parque situado en Vista Faro (Alternativa 1), por lo que en esta ocasión no se explica tan detalladamente, el manejo de la aplicación ni del desarrollo de los cálculos.

De acuerdo a la ubicación ingresada del parque, el Explorador Solar, entrega las coordenadas geográficas de ésta, siendo una latitud de 25,56°Sur, longitud de 70,31° Oeste y una elevación de 969 metros.

Además, la frecuencia y el nivel de sombras promedio, considerando una altura del terreno de 90 metros y un radio de 180km desde el sitio seleccionado, para el horario de generación de la planta (08:00 a 18:00 hrs) es muy bajo, concentrándose básicamente en la última hora del período antes mencionado. Esto se puede apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 132: Frecuencia de Sombras. Alternativa de localización 2 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	45.83	52.04	54.17	56.11	60.48	62.5	62.5	58.25	54.17	50.51	50	47.56

(a) Porcentaje de tiempo con sombras cada mes en horario diurno.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
%	100	100	100	100	100	100	67.68	23.84	0	0	0	0

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
%	0	0	0	0	0	34.18	82.54	100	100	100	100	100

(b) Porcentaje del año con sombras en cada hora.

Lo anterior, permite obtener un buen nivel de radiación para el horario de interés, de acuerdo a lo observado en la siguiente tabla.

Tabla 133: Promedio horario de la radiación incidente en unidades (W/m²). Alternativa de localización 2 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0	0	0	0	0	0	12.12	101.94	302.3	510.11	676.02	788.66
Difusa	0	0	0	0	0	0	9.5	36.02	57.63	66.54	72.8	78.62
Global	0	0	0	0	0	0	21.62	137.96	359.93	576.65	748.82	867.28

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Directa	828.56	812.93	732.33	586.82	395.17	169.15	23.22	0	0	0	0	0
Difusa	84.86	80.99	73.88	67.83	59.9	44.94	17.52	0.3	0	0	0	0
Global	913.42	893.92	806.21	654.65	455.07	214.09	40.74	0.3	0	0	0	0

(a) Radiación incidente en el plano horizontal.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0	0	0	0	0	0	0.68	82.75	320.79	556.15	741.62	868.13
Difusa	0	0	0	0	0	0	9.02	34.2	54.72	63.17	69.12	74.64
Suelo	0	0	0	0	0	0	0.26	1.68	4.37	7	9.09	10.53
Global	0	0	0	0	0	0	9.96	118.63	379.88	626.32	819.83	953.3

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Directa	913.06	895.56	805.05	642.27	426.63	143.94	8.01	0	0	0	0	0
Difusa	80.56	76.89	70.14	64.4	56.87	42.66	16.64	0.29	0	0	0	0
Suelo	11.09	10.86	9.79	7.95	5.53	2.6	0.49	0	0	0	0	0
Global	1004.71	983.31	884.98	714.62	489.03	189.2	25.14	0.29	0	0	0	0

(b) Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

A su vez, la temperatura a la que es sometido cada panel fotovoltaico de la planta, es resumida en la siguiente tabla, siendo ésta un aspecto muy relevante en la eficiencia de las celdas.

Tabla 134: Temperatura media. Alternativa de localización 2 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
°C	18.4	18.62	19.16	17.47	15.36	14.39	13.97	14.86	15.15	16.21	16.99	17.37

(a) Temperatura promedio mensual.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
°C	14.05	13.53	13.04	12.69	12.42	12.25	11.68	13.48	15.42	17.49	19.44	21.16

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
°C	20.69	20.93	21.06	20.85	20.54	20.13	18.48	16.98	15.75	14.9	14.47	14.46

(b) Temperatura promedio para cada hora.

Tal como se explica en la primera alternativa de instalación, la velocidad del viento es importante porque permite el enfriamiento de las celdas fotovoltaicas e influye en el montaje de los paneles, por lo que se presentan a continuación.

Tabla 135: Velocidad del viento a 5,5 metros. Alternativa de localización 2 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
m/s	3.64	3.6	4.27	4.03	3.68	3.14	3.04	3.29	4.06	4.23	4.48	3.56

(a) Promedio mensual de la magnitud del viento.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
m/s	1.16	1.14	1.12	1.13	1.15	1.19	5	5.25	5.48	5.83	6.25	6.67

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
m/s	3.1	3.09	2.97	2.74	2.42	2.04	5.64	5.53	5.45	5.36	5.24	5.09

(b) Promedio de la magnitud del viento para cada hora.

Ahora bien, para determinar el nivel de energía, que la planta fotovoltaica es capaz de producir, se lleva a cabo el mismo proceso que en la alternativa 1 de localización, es decir, se emplean los datos de los módulos Duomax, modelo TSM-320 PEG14, de la marca Trina Solar.

Siguiendo con la aplicación, se mantienen las condiciones del método empleado para el eventual parque fotovoltaico proyectado en la región de Tarapacá, revisado en la sección anterior, es decir se emplea el modelo de generación avanzado, de forma de obtener

un nivel más detallado de la planta, al considerar dentro de su algoritmo de cálculo las condiciones garantizadas por el fabricante. Además, se consideran las mismas características de eficiencia y de relación DC/AC, de los inversores a emplear.

De esta forma, los resultados para el parque fotovoltaico, que considera (a) un arreglo de paneles fijos e inclinados y (b) una configuración HTSAT, son presentados en los siguientes análisis.

a) Parque fotovoltaico, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas.

Como se ha revisado para el primer caso de estudio, se debe lograr cumplir con la energía, ideando para ello la planta que permita obtener los mejores retornos. Es así, que mediante el uso del Explorador Solar, se logra encontrar el siguiente sistema fotovoltaico.

Tabla 136: Características del sistema fotovoltaico, con un arreglo de paneles fijo e inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Configuración	Fijo Inclinado
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	24º
Azimut	1º
Nº celdas por panel	72
Nº paneles	180
Voltaje máxima potencia	37.2 V
Corriente máxima potencia	8.6 A
Voltaje circuito abierto	45.9 V
Coef. temperatura voltaje	-0.32 $\%/°C$
Corriente cortocircuito	9.07 A
Coef. temperatura corriente	0.05 $\%/°C$
Ef. Inversor	96.0 %
Pérdidas	14.08 %

Tabla 137: Resultados de la generación fotovoltaica, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Capacidad Instalada	57.59 kW
Total Diario	0.34 kWh
Total Anual	124.02 MWh
Factor de Planta	24.6 %

Sin embargo, la solución no está completa, dado que como ya fue mencionado, el número de paneles que se ingresa está limitado a la cantidad de módulos que pueden ser

conectados a un inversor, teniendo como valor máximo 180 unidades. Entonces, se debe realizar la suma de las potencias y de la cantidad de energía generada por cada uno de ellos. De esta forma, simplemente se realiza una iteración de la cantidad de paneles, de forma de alcanzar el nivel de energía a inyectar en la Subestación Crucero 220kV, requerido por las empresas distribuidoras, cuyo valor anual es de 45.19GWh.

Así, el arreglo final para el parque fotovoltaico, contemplando paneles fijos e inclinados, es el siguiente:

Tabla 138: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando un montaje fijo e inclinado de los paneles (Fuente: Elaboración propia)

Capacidad instalada	21	MW
Total diario	122,778	MWh
Total Anual	45,2	GWh
Factor de planta	24,6	%
Número de paneles	65.000	

Entonces, si bien existe una diferencia con lo proyectado en la Tabla 91, debida principalmente a consideraciones en el factor de planta, desde ahora en todos los cálculos y evaluaciones se emplean los datos de la Tabla 138, cuando se trate el parque con paneles fijos, que inyecté energía en la Subestación Crucero 220kV.

b) Parque fotovoltaico, con paneles montados en estructuras inclinadas y que permiten seguimiento horizontal (HTSAT).

Al igual que para el caso de los arreglos de paneles fijos, a continuación se estudia la configuración de planta con paneles montados en estructuras con seguidor, es decir el tipo HTSAT.

Entendiendo que las condiciones ambientales, no cambian entre una planta que usa paneles fijos o con seguidor, se presentan los resultados de la evaluación realizada a través del Explorador Solar del Ministerio de Energía.

Tabla 139: Características del sistema fotovoltaico, con arreglo tipo HTSAT, de seguidor horizontal y paneles inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Configuración	HTSAT
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	24º
Azimut	0º
Nº celdas por panel	72
Nº paneles	180
Voltaje máxima potencia	37.2 V
Corriente máxima potencia	8.6 A
Voltaje circuito abierto	45.9 V
Coef. temperatura voltaje	-0.32 $\%/^oC$
Corriente cortocircuito	9.07 A
Coef. temperatura corriente	0.05 $\%/^oC$
Ef. Inversor	96.0 %
Pérdidas	14.08 %

Tabla 140: Resultados de la generación fotovoltaica HTSAT, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Capacidad Instalada	57.59 kW
Total Diario	0.45 kWh
Total Anual	162.99 MWh
Factor de Planta	32.3 %

Nuevamente, es necesario realizar la suma de las potencias y de la cantidad de energía generada por cada uno de los arreglos de paneles, ya que como ha sido explicado, la aplicación trabaja con un máximo de 180 paneles conectados en serie a un inversor, lo que entrega los resultados de la tabla anterior. Entonces, se busca la cantidad de paneles, que permitan inyectar los 45,19GWh, requeridos por las distribuidoras, en la Subestación Crucero 220kV, con lo que se obtiene el siguiente el arreglo para el parque fotovoltaico, contemplando la configuración HTSAT:

Tabla 141: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando una configuración HTSAT, para el montaje de los paneles (Fuente: Elaboración propia)

Capacidad instalada	16	MW
Total diario	125,000	MWh
Total Anual	45,6	GWh
Factor de planta	32,5	%
Número de paneles	50.000	

En este caso, también es posible visualizar la diferencia entre la Tabla 141 y la Tabla 138, resultando que la configuración HTSAT presenta una mejor utilización del recurso solar. Las consecuencias que esto trae, son establecidas finalmente, en el capítulo de Evaluación Económica, de las diferentes opciones.

Finalmente, es necesario establecer la separación entre paneles, para evitar que se produzcan sombras entre los módulos, lo cual se realiza, simplemente usando una aproximación a través de la siguiente fórmula:

$$\mathrm{d} = \frac{\mathrm{h}}{\tan\left(61° - \text{latitud del sitio}\right)} = 1.478\mathrm{mm}$$

Donde:

d: Distancia entre filas de paneles fotovoltaicos (PV)

h: Altura del panel medido desde un plano horizontal

α: Inclinación del panel fotovoltaico PV

Un mayor detalle de los parámetros antes indicados, se puede apreciar en la Figura 46.

6.3.1.1.1.3. Alternativa 3: instalación del parque fotovoltaico situado en la Subestación Dos Amigos, Domeyko de la Provincia de Huasco, comuna de Vallenar.

Siguiendo la misma metodología que en las alternativas anteriores, cuando se ingresa la localización de la planta, el Explorador Solar, entrega las coordenadas geográficas de ésta, las cuales son: latitud de 28,97°Sur, longitud de 70,9° Oeste y una elevación de 750 metros.

Por otra parte, el nivel de sombras promedio, según el mes y la hora en que son medidos y considerando una altura del terreno de 90 metros y un radio de medición de 180km, desde el sitio seleccionado, es presentado en la siguiente tabla:

Tabla 142: Frecuencia de Sombras. Alternativa de localización 3 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	44.45	49.63	50	57.98	58.33	58.33	58.33	58.33	53.15	50	46.31	45.34

(a) Porcentaje de tiempo con sombras cada mes en horario diurno.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
%	100	100	100	100	100	100	81.52	42.76	0	0	0	0

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
%	0	0	0	0	0	0	46.18	89.93	100	100	100	100

(b) Porcentaje del año con sombras en cada hora.

Desde el punto de vista de la generación de sombras en el lugar seleccionado, no existen inconvenientes para poder llevar a cabo la instalación, en vista que para el período en que se pretende producir energía, vale decir entre 08:00 y las 18:00 hrs, el nivel de sombras es muy bajo. Lo anterior, tiene como consecuencia, que exista una buna intensidad de radiación que incida sobre los paneles fotovoltaicos, lo que se comprueba con los resultados del Explorador Solar, entregados en la siguiente tabla.

Tabla 143: Promedio horario de la radiación incidente en unidades (W/m²). Alternativa de localización 3 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0	0	0	0	0	0	13.64	103.03	282.12	473.48	637.69	753.47
Difusa	0	0	0	0	0	0	10.89	33.05	55.43	67.09	73.07	76.9
Global	0	0	0	0	0	0	24.53	136.08	337.55	540.57	710.76	830.37

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Directa	802.88	787.28	704.29	566.94	385.12	189.54	48.24	0.58	0	0	0	0
Difusa	79.03	77.58	74.71	69	60.35	45.17	19.45	1.97	0	0	0	0
Global	881.91	864.86	779.0	635.94	445.47	234.71	67.69	2.55	0	0	0	0

(a) Radiación incidente en el plano horizontal.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0	0	0	0	0	0	0.19	71.26	300.54	525.32	716.22	851.19
Difusa	0	0	0	0	0	0	10.21	30.97	51.96	62.88	68.49	72.08
Suelo	0	0	0	0	0	0	0.37	2.05	5.08	8.13	10.69	12.49
Global	0	0	0	0	0	0	10.77	104.28	357.58	596.33	795.4	935.76

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Directa	908.51	890.86	795.16	636.39	424.72	189.1	16.31	0	0	0	0	0
Difusa	74.08	72.72	70.03	64.68	56.56	42.34	18.23	1.85	0	0	0	0
Suelo	13.27	13.01	11.72	9.57	6.7	3.53	1.02	0.04	0	0	0	0
Global	995.86	976.59	876.91	710.64	487.98	234.97	35.56	1.89	0	0	0	0

(b) Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

Otro aspecto importante, es la temperatura ambiente en que trabaja el panel, ya que mientras menor sea, mejor es su eficiencia, por lo que es un dato que debe ser considerado dentro de las condiciones ambientales de operación de la generadora.

Tabla 144: Temperatura media. Alternativa de localización 3 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
°C	20.22	19.88	18.94	16.61	15.37	13.99	12.73	13.25	14.48	15.95	17.65	19.15

(a) Temperatura promedio mensual.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
°C	13.29	12.9	12.47	12.17	11.87	11.59	11.18	11.79	13.14	15.52	18.41	21.65

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
°C	22.77	23.21	23.23	22.86	22.13	21.05	18.99	17.28	15.88	14.79	14.17	14.05

(b) Temperatura promedio para cada hora.

Finalmente, el último parámetro entregado por la aplicación Explorador Solar, es la velocidad del viento promedio, que tiene una importancia en la planta, que radica en que sirve como medio de refrigeración de los módulos PV, así como también determina la fijación de las estructuras en que van montados los paneles. Estos valores se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 145: Velocidad del viento a 5,5 metros. Alternativa de localización 3 (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
m/s	3.11	3.1	4.15	3.88	3.69	2.49	2.54	2.73	2.84	3.07	3.21	3.02

(a) Promedio mensual de la magnitud del viento.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
m/s	2.51	2.6	2.73	2.89	3.07	3.24	2.32	2.28	2.3	2.42	2.6	2.83

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
m/s	5.51	5.68	5.77	5.69	5.51	5.24	2.07	1.83	1.69	1.65	1.64	1.6

(b) Promedio de la magnitud del viento para cada hora.

Establecido las condiciones ambientales a las que es sometido el potencial parque fotovoltaico, es posible realizar el dimensionamiento de la planta, de acuerdo a los mismos

pasos realizados, en las alternativas 1 y 2 de localización. Según lo anterior y como un medio de comparación, se contempla el uso del mismo proveedor de paneles, es decir Trina Solar, a través de su línea de productos Duomax, modelo TSM-320 PEG14.

Al igual que en los otros casos, se emplea el modelo de generación avanzado, del Explorador Solar, para tener un nivel más detallado de la planta y se configuran los datos del inversor de acuerdo a la misma eficiencia y relación DC/AC, usados anteriormente, es decir 96% y 1, respectivamente.

Entonces, los resultados para el parque fotovoltaico, con (a) un arreglo de paneles fijos e inclinados y (b) una configuración HTSAT, son obtenidos de los siguientes análisis.

a) Parque fotovoltaico, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas.

Para satisfacer la energía demandada por las distribuidoras, se emplea el Explorador Solar, de forma de dimensionar el tamaño de la planta, que permita lograrlo, considerando todas las condiciones ambientales y de equipos, que ya han sido mencionadas.

Tabla 146: Características del sistema fotovoltaico, con un arreglo de paneles fijo e inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Configuración	Fijo Inclinado
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	27º
Azimut	-6º
Nº celdas por panel	72
Nº paneles	180
Voltaje máxima potencia	37.2 V
Corriente máxima potencia	8.6 A
Voltaje circuito abierto	45.9 V
Coef. temperatura voltaje	-0.32 $\%/^oC$
Corriente cortocircuito	9.07 A
Coef. temperatura corriente	0.05 $\%/^oC$
Ef. Inversor	96.0 %
Pérdidas	14.08 %

Tabla 147: Resultados de la generación fotovoltaica, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Capacidad Instalada	57.59 kW
Total Diario	0.34 kWh
Total Anual	122.71 MWh
Factor de Planta	24.3 %

Se debe considerar, al igual que en las alternativas anteriores, que la aplicación usada, está restringida a un número máximo de paneles solares, conectados en serie a un inversor, por lo que para obtener la configuración total deseada, simplemente se debe realizar una iteración de la cantidad de paneles, hasta alcanzar el nivel de energía requerido, que en este caso corresponde a la demanda en la Subestación Cardones 220kV, de 28.15GWh al año, logrando con ello un parque fotovoltaico, compuesto de lo siguiente:

Tabla 148: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando un montaje fijo e inclinado de los paneles (Fuente: Elaboración propia)

Capacidad instalada	13	MW
Total diario	78,389	MWh
Total Anual	28,3	GWh
Factor de planta	24,3	%
Número de paneles	41.500	

Tal como sucede en las alternativas anteriores, la diferencia con los valores calculados anteriormente, se deben principalmente por aproximaciones realizadas cuando se desarrollan las estimaciones, sin embargo, dada la precisión del programa, es que los valores de la tabla anterior, son los empleados para las siguientes evaluaciones que se llevan a cabo.

b) Parque fotovoltaico, con paneles montados en estructuras inclinadas y que permiten seguimiento horizontal (HTSAT).

A continuación se estudia la configuración que emplea paneles montados en estructuras que permites realizar un seguimiento horizontal de la radiación solar, denominada HTSAT.

Considerando que las condiciones ambientales son las mismas, ya sea para una configuración de paneles fijos o como la que se estudia en esta sección, se presentan los resultados de la evaluación realizada con el Explorador Solar.

Tabla 149: Características del sistema fotovoltaico, con arreglo tipo HTSAT, de seguidor horizontal y paneles inclinados (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Configuración	HTSAT
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	27º
Azimut	0º
Nº celdas por panel	72
Nº paneles	180
Voltaje máxima potencia	37.2 V
Corriente máxima potencia	8.6 A
Voltaje circuito abierto	45.9 V
Coef. temperatura voltaje	-0.32 $\%/^oC$
Corriente cortocircuito	9.07 A
Coef. temperatura corriente	0.05 $\%/^oC$
Ef. Inversor	96.0 %
Pérdidas	14.08 %

Tabla 150: Resultados de la generación fotovoltaica HTSAT, considerando el límite de 180 paneles (Fuente: Ministerio de Energía, 2017)

Capacidad Instalada	57.59 kW
Total Diario	0.45 kWh
Total Anual	163.96 MWh
Factor de Planta	32.5 %

Ahora, para completar la solución, simplemente se repite el proceso realizado con los paneles fijos, que consiste en iterar hasta encontrar la cantidad de paneles, que permitan obtener el nivel de energía requerido en la Subestación Cardones 220kV, por las empresas distribuidoras, cuyo valor anual es de 28.15GWh.

Entonces, el arreglo final para el parque fotovoltaico, contemplando la configuración HTSAT, para el montaje de los paneles, es el siguiente:

Tabla 151: Resultado final del parque fotovoltaico, considerando una configuración HTSAT, para el montaje de los paneles (Fuente: Elaboración propia)

Capacidad instalada	10	MW
Total diario	78,750	MWh
Total Anual	28,7	GWh
Factor de planta	32,5	%
Número de paneles	31.500	

Una vez más, la configuración HTSAT supera en el nivel de uso de la radiación solar al arreglo de paneles fijos, lo que se aprecia al comparar entre la Tabla 151 y la Tabla 148. Los beneficios de esto, radican en tener una planta con una capacidad nominal instalada menor, con la consecuente disminución en el tamaño de los equipos y la reducción en el número de paneles PV e inversores. Sin embargo, las ventajas en cuanto a la rentabilidad de este tipo de planta versus la que usa paneles fijos es revisada en el capítulo de Evaluación Económica.

Ahora bien, con el fin de evitar la generación de sombras entre paneles, que mermen la capacidad de éstos, es que se debe establecer la separación entre cada una de las filas de paneles. Para esto, sólo se emplea una aproximación a través de la siguiente fórmula:

$$\mathrm{d} = \frac{\mathrm{h}}{\tan\left(61° - \text{latitud del sitio}\right)} = 2.692\mathrm{mm}$$

Donde:

d: Distancia entre filas de paneles fotovoltaicos (PV)

h: Altura del panel medido desde un plano horizontal

α: Inclinación del panel fotovoltaico PV

Un mayor detalle de los parámetros antes indicados, se puede apreciar en la Figura 46.

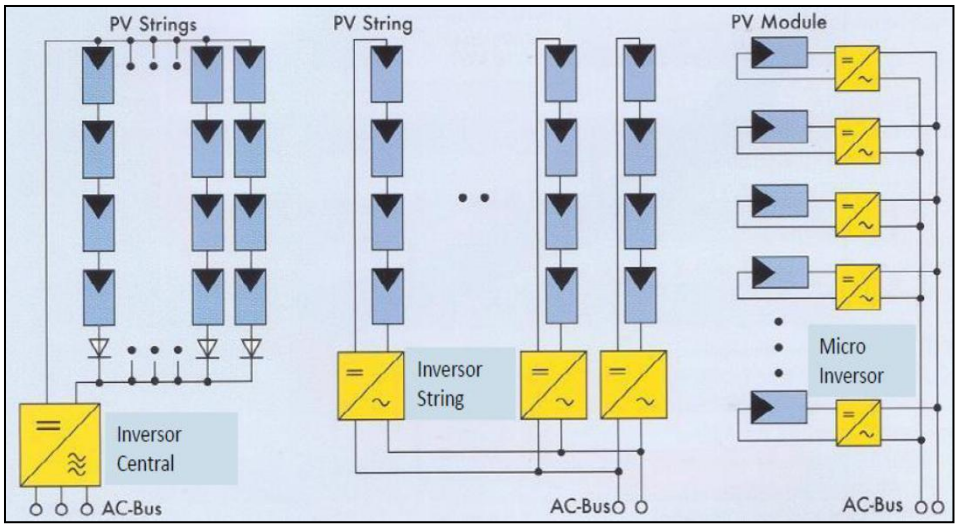
6.3.1.1.2. Conversión de energía corriente continua a corriente alterna (CC/CA)

Tal como se establece en el Marco Teórico, la energía que es entregada por los paneles fotovoltaicos, se encuentra a un voltaje en corriente continua, por lo que es necesario hacer la conversión a corriente alterna, entendiendo que ésta última es la naturaleza de todas las redes nacionales, tanto de transmisión como distribución.

Un aspecto fundamental, en relación al dimensionamiento de los inversores, es que éstos dependes del tipo de conexión que tienen los paneles fotovoltaicos, los cuales pueden ser en serie, paralelo o una combinación de ambos. A partir de lo anterior, es posible distinguir tres tecnologías de inversores: Inversor Central, Inversores Modulares, Micro

Inversor. A continuación, se presenta un diagrama con las configuraciones a las que se hace referencia.

Figura 47: Tecnologías de Inversores (Fuente: SEC, s.f.)



a) Inversor Central: Al observar el esquema de la ilustración anterior, resulta sencillo darse cuenta que este tipo de configuraciones tiene como característica principal, el uso de un único inversor, que cuente con un nivel de potencia, que le permita ser empleado para todos los arreglos de paneles fotovoltaicos, de la instalación.

b) Inversores Modulares o "String inverters": Permiten un sistema más confiable en cuanto a suministro, dado que este tipo de configuración trabaja con un conjunto de paneles conectados en serie, lo que permite sumar cada uno de los aportes de voltaje, con lo que se logra alcanzar el rango de trabajo del inversor.

c) Microinversores: Corresponde a dispositivos integrados directamente en los paneles fotovoltaicos o en sus cajas de conexión.

De esta forma, si se consideran los requerimientos de potencia, la necesidad de un sistema robusto en cuanto a la continuidad del suministro de energía a los clientes y el costo que ello conlleva, el autor opta por estudiar el primer tipo de inversores (central), lo que permite crear un sistema mixto, entre configuraciones series y paralelo a conectar a cada inversor, separando en distintos bloques de energía, de acuerdo a los criterios y cálculos que se detallan más adelante.

Es importante mencionar, que en los cálculos realizados, se consideran los productos de la empresa alemana SMA, cuyos datos característicos se pueden encontrar en el Anexo de esta memoria, que durante años ha sido líder mundial, en la industria de la fabricación de inversores y que es empleada con frecuencia en proyectos a nivel nacional, como es el caso de la central fotovoltaica Luz del Norte, cuya capacidad es de 141,04 MW y se encuentra conectada a la Subestación Carrera Pinto 220kV, ubicada en la región de Atacama. Específicamente, se emplea el modelo Sunny Central 900CP XT, por ser el que presenta la mayor capacidad de los equipos de esa línea, lo que posibilita disminuir la cantidad de inversores a adquirir. Ya que los costos a considerar en los equipos, son un reflejo del estudio llevado a cabo por la Comisión Nacional de Energía (2017), la elección de este fabricante, reviste sólo un aspecto técnico y se usa como referencia, para explicar el procedimiento de selección del equipo.

De acuerdo a lo anterior, es preciso determinar el número de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en serie y a su vez, cuántas de estas cadenas se pueden conectar en paralelo. Para poder llevar a cabo lo expuesto, se requiere tomar en cuenta dos hechos básicos en las conexiones eléctricas de los módulos PV:

i. Conexión Serie: Cada panel aporta un voltaje, por lo que el nivel de tensión que presente la cadena es simplemente la suma de los voltajes de todos los paneles. Por otra parte, la corriente que circula a través de cada dispositivo, es la misma a lo largo de todo el circuito serie.
ii. Conexión Paralelo: La situación que se presenta en este tipo de circuitos es opuesta a la anteriormente descrita, vale decir, se suman las corrientes circulantes de cada panel y se mantiene un voltaje constante para cada arreglo en paralelo.

Teniendo claro lo anterior, el criterio a emplear, consiste en que el máximo de paneles a conectar en serie, para cada inversor, es el que permita obtener la máxima tensión de entrada de este equipo. Por otra parte, el número total de las conexiones en paralelo de los strings vinculados a un inversor, es tal que no puede exceder la corriente máxima de entrada del Inversor. Para aclarar lo expuesto, a continuación se presentan las fórmulas que lo describen, considerando esto, para cada uno de los inversores a emplear.

$$\text{N° de paneles conectados en serie} = \frac{\text{Máximo Voltaje de entrada del Inversor}}{\text{Voltaje a máxima potencia del módulo PV}}$$

$$\text{N° de strings conectados en paralelo} = \frac{\text{Máxima Corriente de entrada del Inversor}}{\text{Corriente a máxima potencia del módulo PV}}$$

Vale la pena recordar que los paneles PV a emplear son los mismos que han sido utilizados a lo largo de este capítulo, es decir la línea Duomax, modelo TSM-320 PEG14, del proveedor Trina Solar.

Es así, que en los siguientes apartados, se presenta el dimensionamiento de los equipos, destinados a hacer la transformación que se ha tratado en esta sección, evidenciando los cálculos y sus resultados, para cada una de las tres alternativas, evaluadas en este capítulo.

6.3.1.1.2.1. Alternativa 1A: Inversor en parque fotovoltaico con paneles fijos, en Vista Faro, Región de Tarapacá.

Siguiendo el procedimiento planteado y los datos de los fabricantes Trina Solar y SMA, mostrados en los Anexos, a continuación se muestran los resultados del dimensionamiento de los inversores, a emplear para el parque fotovoltaico a conectar en Subestación Tarapacá 220kV.

Tabla 152: Datos de entrada del inversor (Fuente: Elaboración Propia)

Inversor		
Máxima Potencia DC ($P_{max,DC}$)	1.010	kW
Máxima Entrada de voltaje ($V_{max,DC}$)	1.000	V
Máxima Entrada de corriente ($I_{max,DC}$)	1.400	A

Tabla 153: Datos de entrada del panel fotovoltaico (Fuente: Elaboración Propia)

Módulo PV		
Máxima Potencia peak (P_{max})	320	Wp
Voltaje a Máxima Potencia (V_{MPP})	37,2	V
Corriente a Máxima Potencia (I_{MPP})	8,6	A

Tabla 154: Número de paneles fotovoltaicos a conectar en serie, por inversor (Fuente: Elaboración propia)

Tipo de conexión	**N° módulos = ($V_{max,DC}$ / V_{MPP})**	**Potencia unitaria (Wp)**	**Potencia Total = ($V_{max,DC}$ / V_{MPP})*Wp**
Serie	27	320	8.602

Tabla 155: Número de strings a conectar en paralelo, por inversor (Fuente: Elaboración propia)

Tipo de conexión	**N°strings = ($I_{max,DC}$ / I_{MPP})**	**Potencia unitaria por string (Wp,s)**	**Potencia Total arreglo PV = ($I_{max,DC}$ / I_{MPP})*Wp,s**
Paralelo	163	8.602	1.400.350

Entonces, considerando la potencia total del arreglo PV, es posible establecer el número de inversores que se requiere, para cada uno de los arreglos que componen el parque fotovoltaico, simplemente dividiendo tal potencia con la propia de un inversor ($P_{max,DC}$).

Tabla 156: Número de inversores por arreglo PV (Fuente: Elaboración propia)

N° total de paneles por arreglo PV = (N°módulos x N°strings)	**Potencia Total arreglo PV = ($I_{max,DC}$ / I_{MPP})*Wp,s**	**Potencia del Inversor ($P_{max,DC}$)**	**N°inversores por arreglo PV = (Potencia Total arreglo PV / $P_{max,DC}$)**
4376	1.400.350	1.010.000	1,4

Dado que el resultado del número de inversores sobrepasa la unidad, se debe considerar dos equipos por cada arreglo de 4.376 paneles. Lo anterior, permite establecer que la cantidad total de inversores a emplear es 28, valor que se obtiene simplemente de

dividir el número total de paneles fotovoltaicos, calculados en la Tabla 128, con el número total de paneles por arreglo PV, presentado en la Tabla 156.

De esta forma, la potencia total de los inversores alcanza los 28,3MW, lo cual muestra un sobredimensionamiento superior al 52%. Este resultado da la idea de poder reducir la capacidad de cada inversor, a un valor que permita alcanzar los 19MW requeridos por los cliente regulados. Entonces, se puede emplear dos inversores de 808 kW de potencia máxima en corriente continua, como lo es la línea Sunny Central 720CP XT, de la firma SMA, cuyos datos se encuentran en el Anexo de este trabajo.

Realizando el mismo proceso que para el inversor de 1010kW de potencia, se obtiene el resultado que se muestra en la próxima tabla.

Tabla 157: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
28,0	22,624

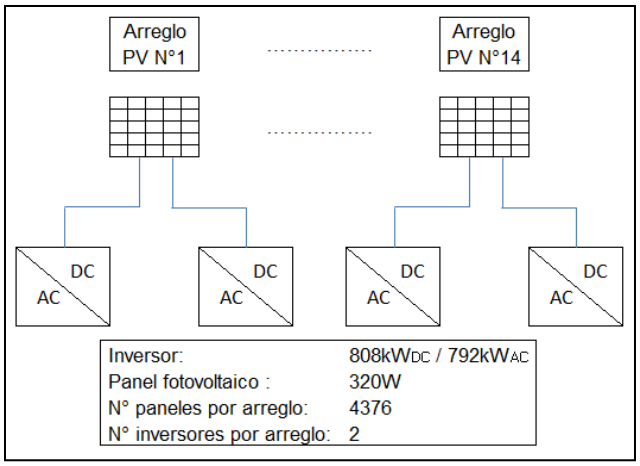
Ahora bien, todos los cálculos realizados han sido desarrollados considerando la entrada en corriente continua, pero finalmente el fin del inversor es poder entregar la energía en corriente alterna, por lo tanto es necesario expresar el nivel de potencia anterior, en dichos términos. Como se aprecia en el Anexo dedicado a la hoja de datos característica de línea Sunny Central 720CP XT, la potencia de salida de cada inversor, alcanza los 792kVA, lo que constituye el 98% de eficiencia que se muestra en la citada tabla. Ahora bien, considerando un factor de potencia de 0,95, el cual corresponde a un valor típico para este tipo de instalaciones, se puede alcanzar el siguiente resultado de capacidad de la planta fotovoltaica.

Tabla 158: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW_{AC})
28	21,063

Finalmente, la configuración del parque fotovoltaico se muestra en la figura a continuación.

Figura 48: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia)



6.3.1.1.2.2. Alternativa 1B: Inversor en parque fotovoltaico con paneles HTSAT, en Vista Faro, Región de Tarapacá.

Al igual que para el dimensionamiento de arreglo de paneles fijos, a continuación se muestran los resultados del dimensionamiento de los inversores a emplear para el parque fotovoltaico a conectar en Subestación Tarapacá 220kV, con una configuración de paneles HTSAT. Se destaca el hecho que los equipos empleados en los siguientes cálculos son los mismos que para el caso del montaje de paneles fijos, por lo que se emplean los valores presentados en la Tabla 152 y Tabla 153, lo que origina que la cantidad máxima de paneles a conectar en serie y strings en paralelo, es la misma que en el caso de estructuras sin seguimiento de la radiación solar y consecuente con ello, el número de paneles asociados a cada inversor, permanece constante, en referencia al caso anterior.

Sin embargo, la diferencia con el caso de los paneles fijos radica en el nivel de potencia requerido para satisfacer la demanda de energía de los clientes regulados, lo que repercute como ya ha sido observado anteriormente en el número de paneles, pero también en el número de inversores a emplear. Esta condición se manifiesta en la siguiente tabla de resultados, donde se indica el número de inversores a emplear, si se considera el modelo Sunny Central 900CP XT.

Tabla 159: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
22,0	22,220

De esta forma, la potencia total de los inversores alcanza los 22,22MW, lo cual muestra un sobredimensionamiento superior al 56%. Entonces, se puede reducir el tamaño de los equipos, hasta alcanzar los 14MW necesarios para satisfacer la demanda de los clientes regulados. Por lo anterior, se pueden emplear dos inversores de 713 kW de potencia máxima en corriente continua, como lo es la línea Sunny Central 630CP XT, de la firma SMA, cuyos datos se entregan en el Anexo de esta memoria.

Entonces, finalmente se obtiene la configuración de inversores a emplear en la planta, considerando el equipo mencionado en el párrafo anterior.

Tabla 160: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
22,0	15,686

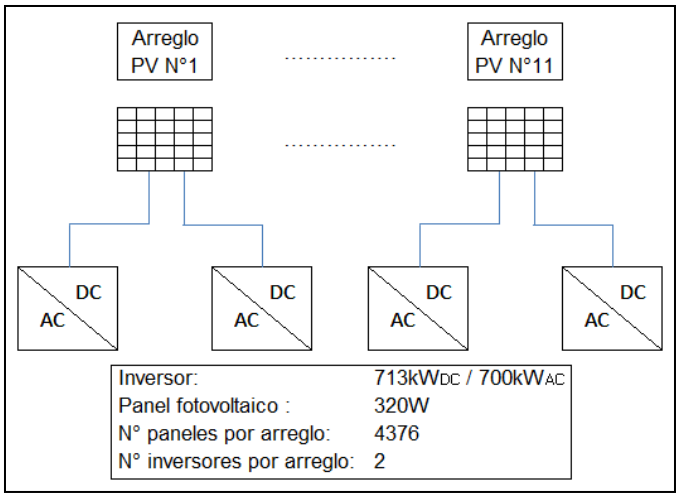
Considerando que se requiere el nivel de potencia de los inversores en tensión de corriente alterna, se debe verificar su valor en la hoja de datos técnicos, del inversor, expuesta en el Anexo, donde se aprecia que la potencia de salida de cada inversor, alcanza los 700kVA, lo que constituye el 98% de eficiencia que se muestra en la citada tabla. Al igual que para el caso de los paneles fijos, si se considera un factor de potencia de 0,95, se puede determinar la capacidad de los inversores de la planta fotovoltaica.

Tabla 161: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW_{AC})
22	14,604

Luego, la configuración del parque fotovoltaico queda establecida de acuerdo a la siguiente ilustración.

Figura 49: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia)



6.3.1.1.2.3. Alternativa 2A: Inversor en parque fotovoltaico con paneles fijos, situado a 4,1km al Oriente de la Intersección Ruta B-92 con ruta 5, región de Antofagasta.

Cuando se piensa en dimensionar los inversores, que están destinados a ser usados en el parque fotovoltaico, que usa un arreglo de paneles fijos e inclinados, se debe considerar que el procedimiento es el mismo, que el realizado para la Alternativa de localización en Vista Faro. Por lo mismo, en los cálculos a realizar, para esta alternativa de localización, se aclara que los equipos empleados son los presentados en el Anexo, específicamente para los fabricantes Trina Solar y SMA, cuyo resumen de características son mostradas en la Tabla 152 y Tabla 153, respectivamente. De acuerdo a esto, la cantidad máxima de paneles a conectar en serie y strings en paralelo, se mantiene, al igual que el número de paneles asociados a cada inversor.

Entonces, realizando los mismos cálculos que en el caso de la instalación en Vista Faro, se puede obtener la cantidad de inversores a emplear y con ello la potencia total de la planta, lo cual se muestra en la siguiente tabla, siempre considerando el modelo Sunny Central 900CP XT.

Tabla 162: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
30,0	30,300

Sin embargo, con estos cálculos, se obtiene un sobredimensionamiento que bordea el 45%, considerando los resultados de la Tabla 138. Entonces, es necesario disminuir el tamaño de los equipos, con el fin de no caer en costos excesivos, por lo que se debe llegar a un valor que permita alcanzar los 21MW, de capacidad de la planta. Entonces, se pueden emplear dos inversores de 808 kW de potencia máxima en corriente continua, como lo es la línea Sunny Central 720CP XT, de la firma SMA, cuyos datos se entregan en el Anexo.

Entonces, simplemente dividiendo la potencia total del arreglo PV con la de un inversor ($P_{max,DC}$), es posible establecer el número de inversores que se requiere, para cada uno de los arreglos que componen el parque fotovoltaico, lo que entrega como resultado, lo presentado en la siguiente tabla.

Tabla 163: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
30,0	24,240

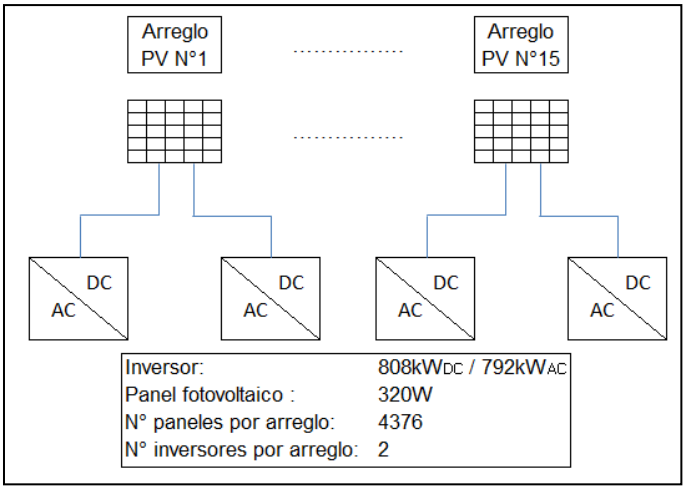
Para determinar la potencia en Corriente Alterna, que es finalmente la que importa para el proyecto, es necesario fijarse en los datos técnicos del fabricante SMA, en particular de su equipo Sunny Central 720CP XT, presentados en el Anexo, desde donde se aprecia que la potencia de salida para cada inversor, es de 792kVA, alcanzando con ello un eficiencia del 98%. Pese a lo anterior, se debe considerar en los cálculos un factor de potencia de 0,95, obteniendo el siguiente tamaño de planta.

Tabla 164: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW_{AC})
30	22,567

Con los datos anteriores y considerando que por cada string de paneles, se conectan dos inversores, se logra establecer la siguiente configuración del parque fotovoltaico.

Figura 50: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia)



6.3.1.1.2.4. Alternativa 2B: Inversor en parque fotovoltaico con paneles HTSAT, situado a 4,1km al Oriente de la Intersección Ruta B-92 con ruta 5, región de Antofagasta.

A continuación, se entregan los resultados del cálculo de los inversores, que son conectados en el parque fotovoltaico destinado a atender la demanda de clientes regulados en la Subestación Crucero 220kV, a partir de un arreglo de paneles HTSAT. Con el fin de poder realizar un análisis comparativo, entre las diferentes soluciones planteadas en esta memoria, es que se emplean los mismos equipos que en el resto de las alternativas. Entonces, los valores de la Tabla 152 y Tabla 153, también aplican en esta instalación, por lo que el máximo número de paneles a conectar en serie son 27, sin embargo al contemplar los 163 strings a conectar en paralelo, se aprecia de la Tabla 156, que la potencia que se obtiene es de 1,403 MW, por lo que si se consideran inversores del tipo Sunny Central

900CP XT, cuya potencia es de 1,01MW, es necesario asignar dos inversores para dicha conexión.

Ahora bien, dado que la capacidad necesaria a instalar, para el parque fotovoltaico, con paneles HTSAT, es de 16 MW, de acuerdo a la Tabla 141 y cada cadena de paneles requiere de dos inversores, como los descritos anteriormente, es que el número total de inversores a emplear es 24, logrando con ello una potencia de 24,24MW.

Tabla 165: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
24,0	24,240

El problema del cálculo anterior, consiste en que la potencia determinada tiene un sobredimensionamiento superior al 51%, si se compara con la potencia de 16MW requerida. Entonces, lo más conveniente es reemplazar el modelo de inversor, por uno de menor capacidad, que permita alcanzar la capacidad definida en la etapa de dimensionamiento de los paneles, por lo que se contempla el uso de dos inversores de 713 kW de potencia máxima, en corriente continua, correspondiente al modelo Sunny Central 630CP XT, de la firma SMA, cuyos datos se pueden encontrar en el Anexo.

Entonces, como la potencia total para los 163 paneles fotovoltaicos conectados en el string es de 1,4MW y la potencia del inversor es de 0,713MW, es necesario instalar dos inversores para cada cadena, lo que equivale a adquirir 24 de estos equipos, logrando con ello una potencia de 17,112 MW, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 166: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
24,0	17,112

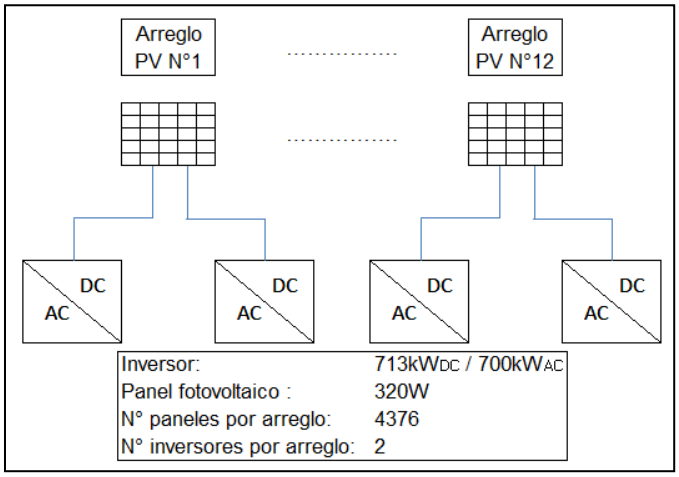
Siguiendo con la metodología empleada en las alternativas anteriores, es que se debe determinar la potencia en corriente alterna, dado que es este tipo de tensión, la que se

usa en todas las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional. Lo anterior, se obtiene simplemente, revisando los datos del fabricante del inversor, presentado en el Anexo, específicamente del modelo Sunny Central 630CP XT, desde donde se aprecia que este equipo alcanza los 700kVA, lo que demuestra una eficiencia del 98%. Ahora bien, como se está trabajando en corriente alterna, se debe considerar un factor de potencia, el cual puede ser asumido como 0,95, dado que es un valor típico para este tipo de instalaciones, obteniendo de esta forma, la siguiente capacidad en la planta fotovoltaica.

Tabla 167: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW_{AC})
24	16

Figura 51: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia)



6.3.1.1.2.5. Alternativa 3A: instalación del parque fotovoltaico con paneles fijos, situado en la Subestación Dos Amigos, Domeyko de la Provincia de Huasco, comuna de Vallenar.

En esta tercera alternativa de localización, se debe determinar el número de inversores y la potencia que éstos tienen, para cumplir con la oferta de energía que brindan los paneles fotovoltaicos, presentados en la Tabla 148. Básicamente, la metodología es la misma que se ha estado realizando a lo largo de las sección 6.3.1.1.2, es decir se considera

la potencia total máxima que se puede obtener por paneles conectados en serie a un inversor, limitado por el voltaje de entrada máximo permitido por éste, la cual corresponde a 8.602W. Por otro lado, la corriente de entrada máxima admisible por el inversor, que corresponde a 1.400A, limita la cantidad de arreglos de paneles conectados en paralelo, ya que como es explicado al inicio de esta sección, la corriente en paneles conectados en paralelo se suma, por lo que si se considera que cada panel tiene una corriente a máxima potencia de 8,6A, el número máximo de strings que se pueden conectar al inversor se obtiene de dividir la corriente máxima de entrada del inversor con la corriente máxima de cada panel, lo que entrega un total de 27 arreglos, como máximo que se pueden conectar a un inversor. Lo anterior, se puede ver en la serie de resultados presentados en las tablas que van desde la Tabla 152 a la Tabla 155.

A continuación, es necesario contemplar el nivel de potencia requerido para satisfacer la demanda de energía de los clientes regulados, lo que determina el número de inversores a usar. Lo anterior, se resume en la siguiente tabla, que considera el modelo Sunny Central 900CP XT y es el resultado de aplicar el mismo análisis que en los casos anteriores, vale decir, dividir la potencia total del arreglo de paneles, que alcanza los 1,4MW con la potencia de un inversor, que corresponde a 1,01MW, estableciendo que se requieren dos equipos por cada cadena. Considerando que en la planta se montan 41.500 módulos PV y que cada arreglo tiene 4.376 de éstos, es posible indicar que se pueden generar 10 strings de paneles, lo que implica adquirir 20 inversores, como los mencionados anteriormente.

Tabla 168: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
20,0	20,200

De esta forma, la potencia total de los inversores alcanza los 20,2MW, que implica tener un exceso de capacidad del 52%, valor que es elevado, si se considera que no se contempla la expansión de la planta. Entonces, se debe reducir la capacidad de cada inversor, a un valor que permita alcanzar los 13MW requeridos. Para lo anterior, se

contempla adquirir dos inversores de 713 kW de potencia máxima en corriente continua, que corresponde a la línea Sunny Central 630CP XT, cuyos datos ya han sido empleados en las alternativas anteriores.

De igual manera que lo realizado para el inversor de 1010kW de potencia, es posible encontrar el número de equipos a instalar y con ello establecer su potencia total.

Tabla 169: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
20,0	14,260

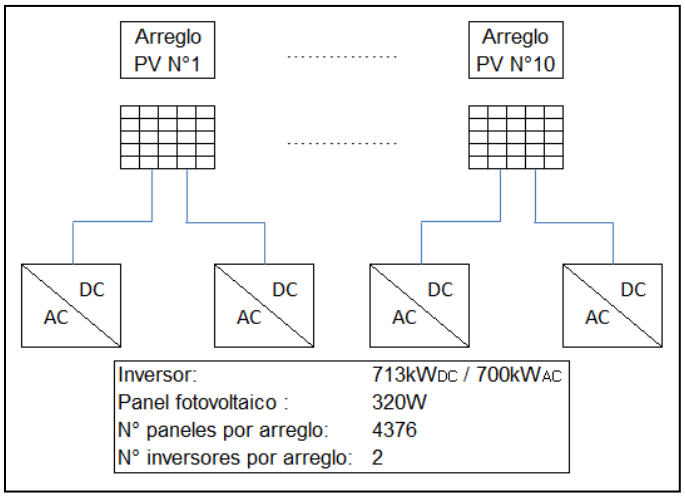
Para convertir la potencia desde una tensión en corriente continua a alterna, simplemente se observa en la hoja de datos del fabricante, la potencia de salida del inversor Sunny Central 630CP XT, la cual es de 700kVA, que permite un 98% de eficiencia, de acuerdo a la información presentada en el Anexo de esta memoria. De esta forma, considerando el mismo factor de potencia de 0,95, usado en las locaciones de los otros parques fotovoltaicos estudiados, se determina la capacidad total de los inversores a instalar, medida en corriente alterna.

Tabla 170: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW_{AC})
20	13,276

Con lo anterior, el parque fotovoltaico, presenta una configuración como la que se muestra en la siguiente figura.

Figura 52: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia)



6.3.1.1.2.6. Alternativa 3B: instalación del parque fotovoltaico con paneles HTSAT, situado en la Subestación Dos Amigos, Domeyko de la Provincia de Huasco, comuna de Vallenar.

Tomando como guía para dimensionar la planta con paneles montados en estructuras móviles, HTSAT, lo expuesto en la sección anterior, se obtienen los resultados de los inversores a emplear para el parque fotovoltaico a conectar en Subestación Cardones 220kV. Nuevamente se emplean los valores presentados en la serie de tablas que van desde la Tabla 152 a la Tabla 155, lo que origina que la cantidad máxima de paneles a conectar en serie y strings en paralelo, sea la misma que en los casos estudiados anteriormente.

Pero lo anterior, debe ser ajustado de acuerdo a la potencia calculada con los paneles fotovoltaicos, es decir 10MW. Lo anterior, se refleja en la siguiente tabla, al considerar el inversor de modelo Sunny Central 900CP XT.

Tabla 171: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
16,0	16,160

Observando los resultados, se ve que el sobredimensionamiento de los inversores es superior al 60%, si se compara con los 10MW de potencia necesarios para generar la energía destinada a los clientes regulados, cuyo punto de compra es la Subestación Cardones 220kV. Entonces, se debe reducir la capacidad de cada inversor, de forma que se ajuste de mejor manera a la potencia antes mencionada. En esa línea, se realiza el mismo cálculo, que para el inversor de 1.010kW, pero considerando la línea Sunny Central 630CP XT, obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 172: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente continua (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW)
16,0	11,408

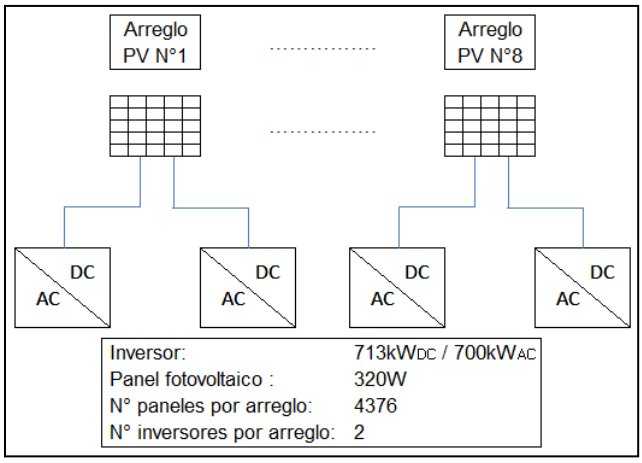
La conversión desde corriente continua a alterna, permite obtener un nivel de potencia de salida para cada inversor, de 700kVA, lo que constituye el 98% de eficiencia, de acuerdo a lo plasmado en la hoja de datos característicos, presentada en el Anexo. Entonces, si se aplica un factor de potencia de 0,95, tal como en las alternativas analizadas previamente, se consigue una capacidad acorde con la tabla a continuación.

Tabla 173: Número total de inversores y capacidad a instalar en el parque fotovoltaico, en corriente alterna (Fuente: Elaboración propia)

N° total de inversores	Potencia total instalada en inversores (MW_{AC})
16	11

El arreglo de paneles fotovoltaicos y de inversores, es como el presentado en la próxima figura.

Figura 53: Configuración paneles fotovoltaicos e inversores (Fuente: Elaboración Propia)



6.3.1.1.3. Elevación del Voltaje, a través de un transformador de potencia, para trasmitir la energía

Como ya se ha mencionado, luego de que la energía es convertida desde corriente continua a corriente alterna, a través de los inversores, el nivel de voltaje que presenta la red es de Media Tensión, vale decir puede ir desde 1kV a 33kV. En este caso, se considera 33kV.

De acuerdo a lo anterior, es necesaria la existencia de un Transformador de Potencia, que eleve la tensión desde 33kV a 220kV, con el fin de poder inyectar la energía generada a la red, entendiendo que los clientes a los cuales se les factura ésta, tienen su punto de compra en las subestaciones Tarapacá, Crucero y Cardones, que corresponden a las tres alternativas de conexión que han sido revisadas en este Estudio Técnico y las cuales poseen un nivel de voltaje de 220kV.

Entonces, dada las capacidades para cada una de las alternativas de localización de las plantas, se puede presentar la siguiente tabla, donde se indican las características necesarias para el Transformador, de acuerdo a valores estándar de potencia, disponibles en el mercado.

Tabla 174: Capacidad de Transformador de Potencia (MVA) (Fuente: Elaboración Propia)

	Potencia (MVA)	
Localización	FIJO	HTSAT
Alternativa 1:	20	15
Alternativa 2:	25	20
Alternativa 3:	15	15

Dada la importancia que tiene este equipo para el proyecto, es que se considera que debe tener un sistema de ventilación forzado (ONAF) y un sistema de 3 pararrayos, tanto en el lado de Alta como en Media Tensión, que lo proteja de descargas atmosféricas.

Con este nivel de potencia, en la instalación, es preciso separar los equipos necesarios tanto en 33kV, como en 220kV, para lo cual se abordan ambas redes en forma separada, definiendo en cada uno los equipos primarios, necesarios para la correcta operación de la planta fotovoltaica.

6.3.1.1.3.1. Sistema de Media Tensión en 33kV

Este nivel de tensión, corresponde básicamente al entregado por el parque fotovoltaico luego de pasar por los Inversores. Los conductores de potencia provenientes desde los equipos antes mencionados tienen su acometida a celdas de media tensión que son de tipo Switchgear, los cuales básicamente corresponden a interruptores destinados a impedir la operación del parque fotovoltaico, ya sea por fallas presentes o por condiciones operacionales.

Para este nivel de tensión los equipos requeridos son:

- Celda Switchgear para Transformador

- Celda Switchgear para llegada de línea desde Inversores

- Celda Switchgear para transformador de Servicios Auxiliares

- Celda Switchgear para Banco de condensadores para compensación de la tensión de la barra de Media Tensión.

6.3.1.1.3.2. Sistema de Alta Tensión en 220kV

Para este caso, la topología de una Subestación Elevadora es bastante homogénea a lo largo de los actuales Sistemas Interconectados, por lo que se contemplan los equipos tipos, en una instalación de esta naturaleza. En esta etapa, cobra especial importancia uno de los involucrados que han sido analizados en el capítulo 4: las empresas de Ingeniería y estudios, los cuales deben dimensionar tales equipos contra los efectos de cortocircuitos, descargas atmosféricas, solicitudes sísmicas, entre otros requerimientos de la autoridad.

Para este nivel, nuevamente son contemplados interruptores de poder, que obviamente por tener un nivel de tensión mayor, presentan condiciones muy diferentes a los de Media Tensión. La apertura de estos interruptores se da por la acción de los sistemas de protecciones, los cuales deben actuar para despejar fallas tanto en el transformador como en la línea que va a interconectar el parque fotovoltaico al Sistema Eléctrico Nacional. Este nivel de tensión, cuenta con pararrayos dispuestos ante descargas atmosféricas. Al conjunto de estos equipos destinados a la protección y a las maniobras de energización y apertura del parque se le denomina bahía o paño.

Entonces, los equipos requeridos para el proyecto en Alta Tensión, basado en proyectos de similar naturaleza son:

- 1 Transformador de Potencial

- 6 Pararrayos con contador de descargas

- 1 desconectador con puesta a tierra

- 3 Transformadores de corriente

- 1 Interruptor tripolar

6.3.1.1.3.3. Sistema de Baja Tensión

En este ítem es necesario separar entre los equipos que funcionan con tensión en corriente continua como los de corriente alterna, ya que se trata de fuentes totalmente diferentes. A este sistema se le denomina Servicios Auxiliares, donde para el caso de

Corriente Alterna se alimenta desde Transformadores de Potencial que son energizados directamente desde la Red de Media Tensión. Además como medio de respaldo debe contar con un grupo electrógeno, dimensionado para alimentar las cargas más críticas de la instalación, las cuales deben estar energizadas en todo momento, dada la importancia que tienen para el funcionamiento de la instalación.

Para el caso de los Servicios Auxiliares en corriente continua, se debe contar con un cargador de baterías (que es alimentado directamente desde los Servicios Auxiliares de corriente alterna y es catalogado como carga crítica) además de Bancos de Baterías, dimensionados para ser capaz de suministrar corrientes peak en períodos de tiempo breves.

En el caso de parques fotovoltaicos, es necesario alimentar los motores de los tracker de los módulos PV, en el caso que las estructuras de montaje cuenten con seguidores de radiación.

Además, se considera la alimentación de todo el control y de los motores de los equipos de Media y Baja Tensión, junto con los sistemas de protección, telecomunicación, televigilancia, red de extinción de incendios, entre otras cargas presentes en una instalación de este tipo.

Los materiales empleados, deben cumplir con la Normativa vigente para instalaciones de baja tensión, la cual corresponde a la NCH ELEC 4/2003.

Para este nivel de tensión los equipos requeridos son:

- Grupo Electrógeno

- Tableros de distribución de Corriente Alterna que son alimentados desde transformador de Servicios Auxiliares

- Cargador de Baterías

- Banco de baterías

- Tableros de distribución de corriente continua

6.3.2. Proyectos complementarios

Cuando se piensa en un proyecto que contempla una inversión tan alta como la necesaria para introducir una planta generadora en el Sistema Eléctrico Nacional, es evidente que se requiere tener pleno conocimiento de las condiciones mínimas exigidas por la autoridad, para la operación de dicha generadora.

En este sentido, actualmente existe la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, del Ministerio de Energía de Chile, con su última versión publicada en Enero del año 2016. El cumplimiento de esta Normativa indudablemente repercute en las Especificaciones Técnicas de los equipos involucrados en el proyecto de generación eléctrica que esta memoria aborda y esto a su vez tiene un impacto en la inversión inicial y costos de éste. Ahora bien, la intención de esta normativa, es especificar condiciones de operación de la generadora, estableciendo rango de valores en parámetros eléctricos, que desde un punto de vista técnico, son tan específicos que escapan al alcance de esta memoria.

Pese a lo anterior, es posible identificar que el conjunto de equipos que integran el parque fotovoltaico y su punto de conexión al Sistema Eléctrico Nacional, en todos sus niveles de tensión (voltaje) deben contar con sistemas de protecciones eléctricas, que aseguren tiempos mínimos de despeje de las fallas, ocurridas en estos equipos y que sean selectivos, de forma de sacar del sistema sólo la zona fallada y con ello no provocar cortes de suministros de energía no deseados, en el resto del Sistema Eléctrico. Para lo anterior, se deben realizar estudios de Ajuste de Protecciones, que deben ser aprobados por el Coordinador Eléctrico Nacional y que al igual que en el caso de dimensionamiento de los equipos, son encargados a empresas de Ingeniería y Estudios.

Respecto de las actividades necesarias para construir una planta generadora, la Comisión Nacional de Energía, establece los tópicos que deben ser considerados dentro de la inversión inicial, los cuales son presentados en la siguiente tabla.

Tabla 175: Estructura de información solicitada referente a Costo Total de inversión. (Fuente: Comisión Nacional de Energía, s.f.)

Presupuesto	
1.- Total Ingeniería e Inspección	
1.1	Ingeniería
1.2	Inspección y administración construcción, montaje y puesta en servicio
1.3	Estudios ambientales
1.4	Permisos, concesiones
1.5	Imprevistos Ingeniería e inspección
2.- Total Compra Equipos, Construcción de las Obras	
2.1	Terrenos, servidumbres
2.2	Obras civiles
2.3	Equipo principal central (equipamiento electromecánico)
2.4	Conexión al sistema (1)
2.5	Equipos uso combustible alternativo (2)
2.6	Estanques de respaldo (3)
2.7	Montaje de equipos, pruebas y puesta en servicio
2.8	Derechos de internación
2.9	Seguros
2.10	Imprevistos
3.- Total Costo Directo (Total 1 + Total 2)	
4.- Total Gastos	
4.1	Gastos Financieros (4)
4.2	Gastos Generales
5.- Total Valor Inversión (Total 3 + Total 4)	

(1) Costos línea de transmisión y subestación para conexión al respectivo sistema eléctrico.

(2) Para centrales térmicas que utilizan más de un tipo de combustibles señalar combustible alternativo. Se debe informar la operación económica de potencia para operación con combustible alternativo.

(3) Para centrales térmicas que pueden almacenar combustible se deberá informar el tamaño del estanque y autonomía de la central.

(4) Indistintamente: Costos intercalarios, Intereses durante la construcción.

Tal como se puede apreciar en la tabla anterior, lograr poner en servicio una nueva generadora, involucra muchas disciplinas como obras civiles, eléctricas, mecánicas y de telecomunicaciones, dentro de las más destacadas, que generan estudios y trabajos en terreno. De acuerdo a ello, se puede dar una visión de los trabajos a desarrollar, basados en proyectos de parques fotovoltaicos, desarrollados en el país.

6.3.2.1. Obras Civiles

6.3.2.1.1. Fundaciones

Para efectos de determinar la naturaleza del suelo donde se planea situar el parque fotovoltaico, se debe elaborar un estudio geotécnico, que permita establecer la forma en que se realizan las fundaciones de las estructuras, tanto para los módulos PV, como para las

estructuras de los equipos en la Subestación Elevadora de Tensión y en las torres de la línea de interconexión al Sistema. Además, con el tipo de suelo se puede definir el material de relleno que debe ser usado en cada una de las excavaciones llevadas a cabo, junto con la determinación de la profundidad de perforaciones.

6.3.2.1.2. Vías de acceso

Con las condiciones de la localización de la planta proyectada, ya definidas, es necesario comprobar la existencia o la necesidad de vías de acceso a la instalación, tanto para el traslado de equipo y materiales, durante la etapa de construcción, como para el acceso de las personas, determinando el ancho de los caminos, la necesidad de compactación y los requerimientos de una base para la vía.

6.3.2.1.3. Caminos internos en la planta

La disposición de los caminos va a estar determinada por la ubicación de los módulos PV y del patio de Alta Tensión. En el estudio, se debe considerar la inclinación del terreno y la necesidad de realizar excavaciones, compactaciones, rellenos y el tipo de base del camino, entre otras consideraciones.

6.3.2.1.4. Cercas y puertas de acceso

La planta debe considerar un cerco perimetral, cuya fijación debe ser a través del uso de postes, donde a través del estudio geotécnico mencionado anteriormente, se verifica la profundidad de enterrado y la distancia entre ellos. Resulta lógico que se debe considerar la implementación de las puertas y/o portones de acceso, que permitan la entrada y salida del personal que trabaje en la planta, ya sea movilizados en vehículo o caminando.

6.3.2.1.5. Edificio de Control y sala de potencia

El proyecto debe contemplar un edificio donde se encuentre un operador del sistema, con acceso a los paneles donde se encuentran los equipos de control de la planta. Además, debe existir una sala exclusiva para los armarios de los sistemas de protecciones eléctricas del sistema, tanto para Alta como para Media tensión. A su vez, las baterías y sus

cargadores, deben quedar situadas en una sala independiente, junto con su tablero de distribución de corriente continua.

El transformador de Servicios Auxiliares contempla su instalación en intemperie, considerando su montaje sobre postes. Para el caso del grupo electrógeno, este debe estar instalado al interior de una caseta insonorizada.

6.3.2.2. Obras Eléctricas

6.3.2.2.1. Sistema de Malla de Puesta a Tierra

Como medida de seguridad para las personas contra tensiones peligrosas, toda la instalación debe contar con una malla de puesta a tierra, la cual es dimensionada a partir de estudios de suelo y debe ser solicitada una memoria de cálculo, la que debe ser aprobada por la inspección técnica de obra, antes de su construcción.

6.3.2.2.2. Sistema de comunicación

La planta debe contar con un sistema de telecomunicaciones y monitoreo remoto. A su vez, debe contemplar un sistema de voz y datos, restringido y limitado sólo al uso interno del parque fotovoltaico, además de los circuitos CCTV, monitoreo de los armarios de protección y control, etc. Es importante destacar el requerimiento del Coordinador Eléctrico Nacional, para las principales señales de la instalación, como son los Estados de los Equipos de Alta Tensión, las medidas de potencia, voltaje, corriente y los avisos de operación de los sistemas de protecciones, en cuanto a que deben ser reportados directamente a la mencionada institución, a través de un Sistema Scada, que permita subir las señales, por medio de un protocolo de comunicación, como puede ser DNP3.0 o IEC 61850.

6.3.3. Calendario de inversiones

Con el fin de establecer una base competitiva en los proyectos de generación eléctrica, el gobierno de Chile, a través de la Comisión Nacional de Energía, ha logrado recopilar antecedentes acerca de las inversiones para distintos tipo de tecnologías de producción de energía. Para el caso de los parques fotovoltaicos ha desarrollado un estudio que incluye tanto paneles montados en estructuras fijas como con seguimiento horizontal,

para distintas zonas del país, como son el SIC y el SING, considerando niveles de potencia instalada de 75MW y 90MW, presentados en el Anexo 3 del Estudio "Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta, en el SIC, SING y SSMM; y determinación de Costos de Inversión por fuente de generación", (Comisión Nacional de Energía, 2016). Es importante destacar, que si bien el informe está disponible en su versión final desde el año 2016, la confección de éste, data del año 2015, por lo que dada la creciente experiencia en este tipo de proyectos, a nivel nacional y la tendencia a la caída de precios en los paneles fotovoltaicos, a nivel mundial, resulta lógico esperar una disminución en los próximos años en los montos de inversión en los parques solares. Pese a lo anterior, la opción de escoger el informe antes mencionado como referencia, es que en éste, se presenta un detalle de los montos por cada uno de los hitos más importantes en las etapas de Estudio, Construcción y Puesta en marcha, de un parque fotovoltaico, condición que no se detalla en la Resolución Exenta N°69, del 06 de Febrero de 2017, donde se aprueba el "Informe de Costos de Tecnologías de Generación", de Enero de 2017.

Como una aproximación, se realiza una ponderación de los valores encontrados por la autoridad, de acuerdo al nivel de potencia determinado, para cada una de las opciones de localización, con lo que se logra determinar el nivel de inversión para cada una de las eventuales plantas fotovoltaicas.

Además, todas las inversiones realizadas para la operación de la planta fotovoltaica, son consideradas con un desembolso en el año 0, del estudio de factibilidad económica, que es presentado en el Capítulo 9 de esta memoria.

6.3.3.1. Alternativa 1

En las siguientes tablas, el lector puede apreciar los costos que involucra la construcción de un parque fotovoltaico, conectado en la Subestación Tarapacá 220kV, perteneciente al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tanto para una planta que emplea paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, cuya potencia nominal alcanza los 19MW, como para una instalación que utiliza módulos PV, montados en estructuras inclinadas, con seguidor solar o tracker, que permite obtener una capacidad nominal de 14MW.

Tabla 176: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Adquisición de Equipamiento Principal y Eléctrico (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**19**	**14**
Presupuesto Equipos y Obras				
EQUIPOS GENERACIÓN PRINCIPAL		**US$**	**10.944.000**	**9.954.000**
Modulos Fotovoltaicos	gl	US$	8.930.000	6.580.000
Inversores	gl	US$	2.014.000	1.484.000
Transformadores	gl	US$		
Seguidores	gl	US$	0	1.890.000
EQUIPOS Y MATERIALES SISTEMAS ELECTRICOS BOP			**1.273.512**	**938.377**
Sistema SS/AA	gl	US$	33.778	24.889
Sistema Colector MT	gl	US$	740.169	545.388
Sistema de Control y Comuniaciones	gl	US$	89.300	65.800
Sistema de Protección Eléctrica Central	gl	US$	44.650	32.900
Estación meteorológica	gl	US$	2.111	1.556
Transformador Elevador	gl	US$	363.504	267.845
COSTO TOTAL EQUIPAMIENTO PRINCIPAL Y ELÉCTRICO		**US$**	**12.217.512**	**10.892.377**

Tabla 177: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Inversión en Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**19**	**14**
Presupuesto Equipos y Obras				
OBRAS CIVILES		**US$**	**10.234.585**	**7.541.273**
Instalación de faenas	gl	US$	2.111	1.556
Excavaciones	gl	US$	10.036.999	7.395.683
Fundaciones	gl	US$	54.464	40.131
Caminos internos y urbanización	gl	US$	86.029	63.390
Obras menores, edificios y cierre perimetral	gl	US$	54.983	40.514
TRANSPORTE Y MONTAJE		**US$**	**269.270**	**198.410**
Transporte equipamiento principal	gl	US$	107.978	79.563
Montaje equipamiento principal	gl	US$	161.292	118.847
TOTAL COSTO DIRECTO C&M		**US$**	**10.503.855**	**7.739.683**

Ahora bien, la CNE, también considera un ítem para costos designados como indirectos y generales para la Construcción y el Montaje de Equipos, a los cuales les asigna un porcentaje, del total de la inversión presentada en la tabla anterior, siendo un 20% para el primer concepto y un 10% para el restante. Estos costos son presentados en la siguiente tabla.

Tabla 178: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Inversión en Costos Indirectos de Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**19**	**14**
Presupuesto Equipos y Obras				
COSTOS INDIRECTOS C&M		**US$**	**3.151.157**	**2.321.905**
Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	US$	2.100.771	1.547.937
Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	US$	1.050.386	773.968

Como ya ha sido mencionado anteriormente, el parque fotovoltaico necesita interconectarse a la red existente, la que para el caso de la Alternativa 1, corresponde al SING. Específicamente, se ha estudiado la opción de conectarse a la Subestación Tarapacá 220kV, a través de una línea en el mismo nivel de tensión, para lo cual, se estima que se debe llevar a cabo una inversión, como la que se presenta en la siguiente tabla, teniendo en consideración la experiencia en otras obras de la misma naturaleza y respetando la ponderación de costos, de acuerdo al nivel de potencia de la planta fotovoltaica.

Tabla 179: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Inversión para la Interconexión a Subestación Tarapacá (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**19**	**14**
Presupuesto Equipos y Obras				
CONEXIÓN ELÉCTRICA - SUBESTSTACION DE SALIDA AT		**US$**	**215.328**	**158.663**
Suministro Subestacion Salida	gl	US$	103.015	75.906
Construccion y Montaje Subestacion Salida	gl	US$	112.313	82.757
CONEXIÓN ELÉCTRICA - LINEA ALTA TENSION		**US$**	**812.294**	**598.533**
Suministro LAT	gl	US$	185.147	136.424
Construccion y Montaje LAT	gl	US$	627.148	462.109
CONEXIÓN ELÉCTRICA - PAÑO SUBESTACION DE CONEXIÓN		**US$**	**261.527**	**192.704**
Suministro Paño Subestacion de Conexión	gl	US$	125.117	92.191
Construccion y Montaje Subestacion Salida	gl	US$	136.410	100.513
COSTO TOTAL CONEXIÓN ELÉC. Y SUBEST. DE SALIDA		**US$**	**1.289.149**	**949.899**

A continuación, se presenta el costo total por concepto de adquisición de los equipos, por la construcción de la planta y sus instalaciones, además de las obras requeridas

para la conexión al Sistema Eléctrico Nacional, es decir se presenta el resumen de las últimas cuatro tablas, que han sido presentadas en esta sección.

Tabla 180: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Costo Total para el Suministro y Construcción (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**19**	**14**
COSTO TOTAL EQUIPAMIENTO PRINCIPAL Y ELÉCTRICO		US$	12.217.512	10.892.377
TOTAL COSTO DIRECTO C&M		US$	10.503.855	7.739.683
COSTOS INDIRECTOS C&M		US$	3.151.157	2.321.905
COSTO TOTAL CONEXIÓN ELÉC. Y SUBEST. DE SALIDA		US$	1.289.149	949.899
COSTO TOTAL SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN		**US$**	**27.161.673**	**21.903.864**

Hasta el momento, sólo han sido considerados los egresos, por efectos propios de la construcción, sin embargo, para poder llevar a cabo estos trabajos, es necesario someterlos a la aprobación de la autoridad, de acuerdo a un set de estudios, planos, informes, entre otros documentos, los cuales deben ser realizados o contratados por la empresa constructora y/o administradora del parque fotovoltaico. Además, es necesario contemplar todos los gastos que son consecuencia de actividades de gestión y administración del proyecto. Por tal motivo, a continuación, se presentan los costos relacionados con las tareas antes descritas.

Por otra parte, es importante indicar, que para cada una de las alternativas, sin importar si se trata de paneles montados en estructuras fijas o con tracker (HTSAT), el costo del terreno se mantiene de acuerdo a lo determinado en el Estudio de Localización, por lo que dichos valores no se ven influenciados por el criterio de ponderación, empleado para la construcción y adquisición de equipos, ya que la obtención del terreno se realiza por lote completo. Además, se considera el valor de 1UF = CLP 27.000 y el valor de 1 dólar en CLP 650.

Por simplicidad, se considera que aspectos de constitución de la sociedad, inicio de giro, entre otros trámites administrativos, propios de la formación de la empresa, son

incluidos en el ítem “Varios”, que son responsabilidad de la gestión del propietario de la planta.

Tabla 181: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Total Gastos Gestión del Propietario (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**19**	**14**
Presupuesto Equipos y Obras				
GASTOS DE GESTIÓN PROPIETARIO				
Servicios de ingenieria, estudios y administración del proyecto				
- Ingeniería para EIA	gl	US$	65.887	48.548
- Ingeniería básica para licitación	gl	US$	63.828	47.031
- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	gl	US$	355.788	262.160
Gestión EIA				
- Estudio Impacto ambiental	gl	US$	82.358	60.685
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico,aire)	gl	US$	44.165	32.542
Derechos de internación	gl	US$	0	0
Seguros Generales	gl	US$	56.311	41.493
Costos de terrenos, permisos y concesiones				
- Costo terreno central fotovoltaica en Cerro Visa Faro	gl	US$	425.922	425.922
- Servidumbres Líneas de Alta Tensión	gl	US$	59.280	43.680
Compensaciones a la comunidad	gl	US$	10.556	7.778
Gastos de puesta en marcha	gl	US$	126.667	93.333
Varios	gl	US$	47.591	35.067
TOTAL GASTOS GESTIÓN DEL PROPIETARIO	gl	**US$**	**1.338.353**	**1.098.239**

Además, la Comisión Nacional de Energía, considera un 15% de reserva para compensar eventualidades e imprevistos, durante la etapa de la construcción y puesta en servicio de la obra, situación que es presentada en la siguiente tabla.

Tabla 182: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Imprevistos (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**19**	**14**
COSTO TOTAL SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN		US$	27.161.673	21.903.864
TOTAL GASTOS GESTIÓN DEL PROPIETARIO	gl	US$	1.338.353	1.098.239
IMPREVISTOS	15%	**US$**	**4.275.004**	**3.450.316**

De esta forma, el monto de la inversión inicial, requerido para la entrada en operación del nuevo parque fotovoltaico es el siguiente:

Tabla 183: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 1. Inversión Total (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**19**	**14**
COSTO TOTAL SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN		US$	27.161.673	21.903.864
TOTAL GASTOS GESTIÓN DEL PROPIETARIO	gl	US$	1.338.353	1.098.239
IMPREVISTOS	15,0%	US$	4.275.004	3.450.316
TOTAL INVERSION		**[US$]**	**32.775.030**	**26.452.419**

Los montos de inversión presentados, permiten establecer una cifra unitaria de 1.725[US$/kW] y 1.889[US$/kW], para el caso de parques que emplean paneles fijos y con seguidor, respectivamente. Estos valores son relativamente cercanos al presentado en la Tabla 23, por lo que se considera que la aproximación realizada es correcta.

6.3.3.2. Alternativa 2

Para la alternativa 2, de implementación del parque fotovoltaico, vale decir, la que pretende realizar venta de energía a las concesionarias de distribución, conectadas en la Subestación Crucero 220kV, ya sea a través de una instalación, que emplea paneles fijos e inclinados, con una capacidad de 21MW o cuya configuración presente módulos montados sobre estructuras inclinadas con seguimiento (HTSAT), se respetan los mismos supuestos y consideraciones de la Alternativa 1, vale decir, se realiza una aproximación de los montos de inversiones, basada en la información brindada por la Comisión Nacional de Energía (2016), la que es sometida a una ponderación, de acuerdo al nivel de potencia de la planta. Lo anterior permite obtener el siguiente set de tablas de desembolsos para la inversión.

Tabla 184: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Adquisición de Equipamiento Principal y Eléctrico (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**21**	**16**
Presupuesto Equipos y Obras				
EQUIPOS GENERACIÓN PRINCIPAL		**US$**	**12.096.000**	**11.376.000**
Modulos Fotovoltaicos	gl	US$	9.870.000	7.520.000
Inversores	gl	US$	2.226.000	1.696.000
Transformadores	gl	US$		
Seguidores	gl	US$	0	2.160.000
EQUIPOS Y MATERIALES SISTEMAS ELECTRICOS BOP			**1.407.566**	**1.072.431**
Sistema SS/AA	gl	US$	37.333	28.444
Sistema Colector MT	gl	US$	818.082	623.301
Sistema de Control y Comuniaciones	gl	US$	98.700	75.200
Sistema de Protección Eléctrica Central	gl	US$	49.350	37.600
Estación meteorológica	gl	US$	2.333	1.778
Transformador Elevador	gl	US$	401.767	306.108
COSTO TOTAL EQUIPAMIENTO PRINCIPAL Y ELÉCTRICO		**US$**	**13.503.566**	**12.448.431**

Tabla 185: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Inversión en Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**21**	**16**
Presupuesto Equipos y Obras				
OBRAS CIVILES		**US$**	**11.311.910**	**8.618.598**
Instalación de faenas	gl	US$	2.333	1.778
Excavaciones	gl	US$	11.093.525	8.452.209
Fundaciones	gl	US$	60.197	45.864
Caminos internos y urbanización	gl	US$	95.084	72.445
Obras menores, edificios y cierre perimetral	gl	US$	60.771	46.301
TRANSPORTE Y MONTAJE		**US$**	**297.615**	**226.754**
Transporte equipamiento principal	gl	US$	119.344	90.929
Montaje equipamiento principal	gl	US$	178.270	135.825
TOTAL COSTO DIRECTO C&M		**US$**	**11.609.524**	**8.845.352**

Tabla 186: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Inversión en Costos Indirectos de Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**21**	**16**
Presupuesto Equipos y Obras				
COSTOS INDIRECTOS C&M		**US$**	**3.482.857**	**2.653.606**
Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	US$	2.321.905	1.769.070
Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	US$	1.160.952	884.535

Tabla 187: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Inversión para la Interconexión a Subestación Crucero (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**21**	**16**
Presupuesto Equipos y Obras				
CONEXIÓN ELÉCTRICA - SUBESTSTACION DE SALIDA AT		**US$**	**237.994**	**181.329**
Suministro Subestacion Salida	gl	US$	113.858	86.749
Construccion y Montaje Subestacion Salida	gl	US$	124.136	94.580
CONEXIÓN ELÉCTRICA - LINEA ALTA TENSION		**US$**	**897.799**	**684.037**
Suministro LAT	gl	US$	204.636	155.913
Construccion y Montaje LAT	gl	US$	693.163	528.124
CONEXIÓN ELÉCTRICA - PAÑO SUBESTACION DE CONEXIÓN		**US$**	**289.056**	**220.233**
Suministro Paño Subestacion de Conexión	gl	US$	138.287	105.361
Construccion y Montaje Subestacion de Conexión	gl	US$	150.769	114.872
COSTO TOTAL CONEXIÓN ELÉC. Y SUBEST. DE SALIDA		**US$**	**1.424.849**	**1.085.599**

Tabla 188: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Costo Total para el Suministro y Construcción (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**21**	**16**
COSTO TOTAL EQUIPAMIENTO PRINCIPAL Y ELÉCTRICO		US$	13.503.566	12.448.431
TOTAL COSTO DIRECTO C&M		US$	11.609.524	8.845.352
COSTOS INDIRECTOS C&M		US$	3.482.857	2.653.606
COSTO TOTAL CONEXIÓN ELÉC. Y SUBEST. DE SALIDA		US$	1.424.849	1.085.599
COSTO TOTAL SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN		**US$**	**30.020.797**	**25.032.988**

A continuación, se resumen los costos en que se incurre por aspectos tales como: gestión con la autoridad, estudios, planos, Informes, memorias y documentos técnicos en general. Lo anterior se suma a todos los egresos originados por las actividades de gestión y administración del proyecto.

Al igual que en la Alternativa 1, el costo del terreno se mantiene de acuerdo a lo determinado en el Estudio de Localización, ya que la obtención del terreno se realiza por lote completo.

Además, para todos los cálculos, se consideran las siguientes equivalencias: 1UF = CLP 27.000 y un tipo de cambio, que valoriza 1 dólar en CLP 650.

Considerando los altos niveles de inversión, se estima que los costos asociados a aspectos como constitución de la sociedad, inicio de giro, entre otros trámites administrativos, se pueden incluir en el ítem "Varios", que son responsabilidad de la gestión del propietario de la planta.

Tabla 189: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Total Gastos Gestión del Propietario (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**21**	**16**
Presupuesto Equipos y Obras				
GASTOS DE GESTIÓN PROPIETARIO				
Servicios de ingenieria, estudios y administración del proyecto				
- Ingeniería para EIA	gl	US$	72.822	55.484
- Ingeniería básica para licitación	gl	US$	70.546	53.750
- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	gl	US$	393.240	299.611
Gestión EIA				
- Estudio Impacto ambiental	gl	US$	91.028	69.354
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico,aire)	gl	US$	48.814	37.191
Derechos de internación	gl	US$	0	0
Seguros Generales	gl	US$	62.239	47.420
Costos de terrenos, permisos y concesiones				
- Costo terreno central fotovoltaica	gl	US$	411.605	411.605
- Servidumbres LAT	gl	US$	65.520	49.920
Compensaciones a la comunidad	gl	US$	11.667	8.889
Gastos de puesta en marcha	gl	US$	140.000	106.667
Varios	gl	US$	52.601	40.077
TOTAL GASTOS GESTIÓN DEL PROPIETARIO	gl	**US$**	**1.420.081**	**1.179.967**

Tabla 190: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Imprevistos (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**21**	**16**
COSTO TOTAL SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN		US$	30.020.797	25.032.988
TOTAL GASTOS GESTIÓN DEL PROPIETARIO	gl	US$	1.420.081	1.179.967
IMPREVISTOS	15%	**US$**	**4.716.132**	**3.931.943**

Tabla 191: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 2. Inversión Total (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SING**	**SING**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**21**	**16**
COSTO TOTAL SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN		US$	30.020.797	25.032.988
TOTAL GASTOS GESTIÓN DEL PROPIETARIO	gl	US$	1.420.081	1.179.967
IMPREVISTOS	15,0%	US$	4.716.132	3.931.943
TOTAL INVERSION		**[US$]**	**36.157.009**	**30.144.898**

Los montos de inversión presentados, para el parque fotovoltaico proyectado, ya sea que use paneles fijos o que cuente con seguidores, tiene una cifra equivalente unitaria de 1.722[US$/kW] y 1.884[US$/kW], respectivamente, los cuales si se comparan con los presentados en la Tabla 23, se puede apreciar que son bastante cercanos, concluyendo que los egresos determinados, están correctos.

6.3.3.3. Alternativa 3

Esta alternativa, da cuenta de la instalación de un parque fotovoltaico, en la Subestación Dos Amigos, Domeyko, de la Provincia de Huasco, en la comuna de Vallenar, que pretende vender energía a las empresas distribuidoras, conectadas a la Subestación Cardones 220kV, siendo ésta, la única opción, entre las 3 localizaciones estudiadas, que pertenece al Sistema Interconectado Central (SIC).

Nuevamente, el proceso para la estimación de los egresos, motivados por la inversión en equipos, terreno, construcción y montaje, se ve influenciado por el nivel de potencia, medido en MW, de la planta generadora, por lo que se realiza la ponderación respecto al caso base, presentado por la Comisión Nacional de Energía (2016). De igual forma, los egresos destinados a otras áreas como son: Ingeniería, estudios, gestión, administración, aspectos contractuales, servidumbres y posibles compensaciones a la comunidad, también son sometidos a la aproximación antes mencionada.

Otra consideración, es que para el monto del terreno, se emplea el valor obtenido del Estudio de Localización, por lo que no se aplica la ponderación de acuerdo al nivel de potencia.

Entonces, de acuerdo a lo expuesto en los párrafos anteriores, las siguientes tablas muestran las necesidades de inversión, para un parque fotovoltaico que aporta energía a la Subestación Cardones 220kV, diferenciando por nivel de potencia y tipo de estructuras en que son montados los paneles fotovoltaicos (con y sin seguidor).

Tabla 192: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Adquisición de Equipamiento Principal y Eléctrico (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SIC NORTE**	**SIC NORTE**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**13**	**10**
Presupuesto Equipos y Obras				
EQUIPOS GENERACIÓN PRINCIPAL		**US$**	**7.501.000**	**7.120.000**
Modulos Fotovoltaicos	gl	US$	6.110.000	4.700.000
Inversores	gl	US$	1.391.000	1.070.000
Transformadores	gl	US$		
Seguidores	gl	US$	0	1.350.000
EQUIPOS Y MATERIALES SISTEMAS ELECTRICOS BOP			**900.000**	**692.308**
Sistema SS/AA	gl	US$	27.733	21.333
Sistema Colector MT	gl	US$	506.432	389.563
Sistema de Control y Comuniaciones	gl	US$	61.100	47.000
Sistema de Protección Eléctrica Central	gl	US$	30.550	23.500
Estación meteorológica	gl	US$	1.733	1.333
Transformador Elevador	gl	US$	272.452	209.578
COSTO TOTAL EQUIPAMIENTO PRINCIPAL Y ELÉCTRICO		**US$**	**8.401.000**	**7.812.308**

Tabla 193: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Inversión en Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SIC NORTE**	**SIC NORTE**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**13**	**10**
Presupuesto Equipos y Obras				
OBRAS CIVILES		**US$**	**7.101.796**	**5.462.920**
Instalación de faenas	gl	US$	1.456	1.120
Excavaciones	gl	US$	6.954.235	5.349.412
Fundaciones	gl	US$	37.531	28.870
Caminos internos y urbanización	gl	US$	67.780	52.139
Obras menores, edificios y cierre perimetral	gl	US$	40.794	31.380
TRANSPORTE Y MONTAJE		**US$**	**280.923**	**216.094**
Transporte equipamiento principal	gl	US$	170.565	131.204
Montaje equipamiento principal	gl	US$	110.358	84.891
TOTAL COSTO DIRECTO C&M		**US$**	**7.382.718**	**5.679.014**

Tabla 194: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Inversión en Costos Indirectos de Construcción y Montaje (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SIC NORTE**	**SIC NORTE**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**13**	**10**
Presupuesto Equipos y Obras				
COSTOS INDIRECTOS C&M		**US$**	**2.214.816**	**1.703.704**
Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	US$	1.476.544	1.135.803
Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	US$	738.272	567.901

Tabla 195: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Inversión para la Interconexión a Subestación Cardones (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SIC NORTE**	**SIC NORTE**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**13**	**10**
Presupuesto Equipos y Obras				
CONEXIÓN ELÉCTRICA - SUBESTSTACION DE SALIDA AT		**US$**	**176.796**	**135.997**
Suministro Subestacion Salida	gl	US$	84.581	65.062
Construccion y Montaje Subestacion Salida	gl	US$	92.215	70.935
CONEXIÓN ELÉCTRICA - LINEA ALTA TENSION		**US$**	**666.937**	**513.028**
Suministro LAT	gl	US$	152.015	116.935
Construccion y Montaje LAT	gl	US$	514.921	396.093
CONEXIÓN ELÉCTRICA - PAÑO SUBESTACION DE CONEXIÓN		**US$**	**214.727**	**165.175**
Suministro Paño Subestacion de Conexión	gl	US$	102.727	79.021
Construccion y Montaje Subestacion de Conexión	gl	US$	112.000	86.154
COSTO TOTAL CONEXIÓN ELÉC. Y SUBEST. DE SALIDA		**US$**	**1.058.459**	**814.199**

Tabla 196: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Costo Total para el Suministro y Construcción (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SIC NORTE**	**SIC NORTE**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**13**	**10**
COSTO TOTAL EQUIPAMIENTO PRINCIPAL Y ELÉCTRICO		US$	8.401.000	7.812.308
TOTAL COSTO DIRECTO C&M		US$	7.382.718	5.679.014
COSTOS INDIRECTOS C&M		US$	2.214.816	1.703.704
COSTO TOTAL CONEXIÓN ELÉC. Y SUBEST. DE SALIDA		US$	1.058.459	814.199
COSTO TOTAL SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN		**US$**	**19.056.993**	**16.009.226**

Tabla 197: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Total Gastos Gestión del Propietario (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SIC NORTE**	**SIC NORTE**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**13**	**10**
Presupuesto Equipos y Obras				
GASTOS DE GESTIÓN PROPIETARIO				
Servicios de ingenieria, estudios y administración del proyecto				
- Ingeniería para EIA	gl	US$	54.096	41.613
- Ingeniería básica para licitación	gl	US$	52.406	40.312
- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	gl	US$	292.121	224.708
Gestión EIA				
- Estudio Impacto ambiental	gl	US$	67.621	52.016
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico,aire)	gl	US$	36.262	27.893
Derechos de internación	gl	US$	0	0
Seguros Generales	gl	US$	46.235	35.565
Costos de terrenos, permisos y concesiones				
- Costo terreno central fotovoltaica	gl	US$	370.631	370.631
- Servidumbres LAT	gl	US$	137.003	105.387
Compensaciones a la comunidad	gl	US$	8.667	6.667
Gastos de puesta en marcha	gl	US$	104.000	80.000
Varios	gl	US$	39.075	30.058
TOTAL GASTOS GESTIÓN DEL PROPIETARIO	gl	**US$**	**1.208.115**	**1.014.850**

Tabla 198: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Imprevistos (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SIC NORTE**	**SIC NORTE**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**13**	**10**
COSTO TOTAL SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN		US$	19.056.993	16.009.226
TOTAL GASTOS GESTIÓN DEL PROPIETARIO	gl	US$	1.208.115	1.014.850
IMPREVISTOS	15%	**US$**	**3.039.766**	**2.553.611**

Tabla 199: Nivel de Inversión para la construcción de un parque fotovoltaico. Alternativa de localización 3. Inversión Total (Fuente: Elaboración Propia, basado en Informe de Comisión Nacional de Energía, 2016)

			TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
ESTUDIO DE COSTOS DE INVERSION			**(Soporte fijo)**	**(Con Seguimiento)**
ZONA			**SIC NORTE**	**SIC NORTE**
Tamaño	**Potencia**	**MW**	**13**	**10**
COSTO TOTAL SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN		US$	19.056.993	16.009.226
TOTAL GASTOS GESTIÓN DEL PROPIETARIO	gl	US$	1.208.115	1.014.850
IMPREVISTOS	15,0%	US$	3.039.766	2.553.611
TOTAL INVERSION		**[US$]**	**23.304.875**	**19.577.687**

Los montos de inversión presentados, permiten establecer una cifra unitaria de 1.793[US$/kW] y 1.958[US$/kW], para el caso de parques que emplean paneles fijos y con seguidor, respectivamente. Estos valores son próximos a los presentados en la Tabla 23, por lo que se considera que la aproximación realizada es correcta.

6.3.4. Calendario de Actividades

Con el fin de llevar a cabo la implementación del proyecto, cumpliendo con los plazos establecidos por la autoridad y a fin de evitar multas por retrasos, se plantea el siguiente cronograma de actividades para la construcción del parque fotovoltaico, la Subestación Elevadora y la línea de Transmisión e interconexión a la Subestación Existente. La programación que acá se presenta está basada en la experiencia recogida de proyectos de similares características y es aplicable a las tres alternativas de localización de la planta y tiene como objetivo terminar las obras y realizar la Puesta en servicio, en un lapso de 18 meses. Este plazo se condice con lo expuesto en la Tabla 69.

Tabla 200: Programación de la construcción del parque fotovoltaico (Fuente: Elaboración Propia)

	Duración ítem (meses)																	
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Construcción																		
Equipos Principales																		
Paneles Fotovoltaicos																		
Estaciones de poder																		
Estructuras																		
Ingeniería																		
Estudios eléctricos, OO.CC., Topografía, etc																		
Infraestructura de Media y Baja Tensión																		
Infraestructura de Baja Tensión																		
Infraestructura de Media Tensión																		
Planta de Control, Protección, monitoreo, medida y comunicación																		
Obras Civiles																		
Contrato Principal con empresa contratista																		
Remoción de tierra, cercos, caminos y drenajes																		
Fundaciones																		
Restauración Medio Ambiental																		
Construcción de la Subestación																		
Subestación Elevadora																		
Transformador y equipos principales de Alta Tensión																		
Bahías exteriores (Obras civiles, instalación)																		
Celdas y armarios de control y protección en sala																		
Implementación Sistema Scada																		
Edificio de Mando																		
Infraestructura de Interconexión																		
Conexión a Subestación Existente																		
Construccion de la línea de Alta Tensión																		
Compromisos con la empresa transmisora dueña de Subestación																		
Otros																		
Eventualidades del Proyecto																		
Seguros																		
Gerencia del Proyecto																		
Pruebas y Comisionamiento																		

7. ESTUDIO ORGANIZACIONAL

El estudio presentado en esta memoria, se sitúa en el contexto del interés personal del autor, de dimensionar lo que significa entrar en la industria de la generación eléctrica, en este país, por lo que en este capítulo, se busca reunir los antecedentes para lograr constituir una empresa, que se dedique a la venta de energía eléctrica, a las empresas distribuidoras, que suministran el servicio a clientes regulados y cuya adquisición de contrato de venta, se realiza a través de licitaciones públicas, como la presentada en la Resolución Exenta N°42, establecida por la Comisión Nacional de Energía (2017). Por lo expuesto, se debe considerar que la estructura organizacional de la empresa, debe respetar como mínimo, lo establecido en las bases de la citada licitación.

Como principio general del proyecto, se establece que la empresa, al obtener los derechos de construcción, del nuevo proyecto de generación, debe tener el carácter de persona jurídica chilenas o extranjera, pudiendo ser individual o un Consorcio.

Considerando lo anterior, se debe destacar la solicitud presentada en el documento N°7: "Constitución jurídica de la(s) empresa(s) Proponente(s)" de la licitación de Suministro 2017/1, de la Comisión Nacional de Energía (2017), donde se manifiesta en forma explícita que los Proponentes deberán presentar una copia autorizada o legalizada de la escritura en que constan sus representantes legales, y una copia autorizada de la Inscripción en el Registro de Comercio, con anotaciones marginales y vigencia, de fecha no anterior a seis meses, contados desde la Fecha de Presentación de la Propuesta.

Además, un aspecto relevante que debe cumplir la empresa administradora de la nueva planta fotovoltaica, es presentado en el Documento N°8: "Escritura Pública de Promesa de Constituir una Sociedad Anónima o Sociedad por Acciones, de Giro de Generación de Electricidad" de la Resolución Exenta N°42, donde precisamente se destaca el hecho que en caso que el participante por la adquisición del contrato no sea una sociedad anónima o sociedad por acciones, del giro de generación de electricidad, éste debe presentar una escritura pública de promesa, otorgada ante un Notario Público chileno, donde se obliga a que la sociedad debe constituirse en Chile, con el giro de generación de electricidad, en un período no superior a los 90 días siguientes, desde la fecha en que se le

comunique de manera formal la adjudicación del contrato con las concesionarias de distribución eléctrica.

Entonces, considerando el escenario antes descrito, a continuación se abordan todos los temas más relevantes en cuanto a la estructura, que tiene la firma que este proyecto propone.

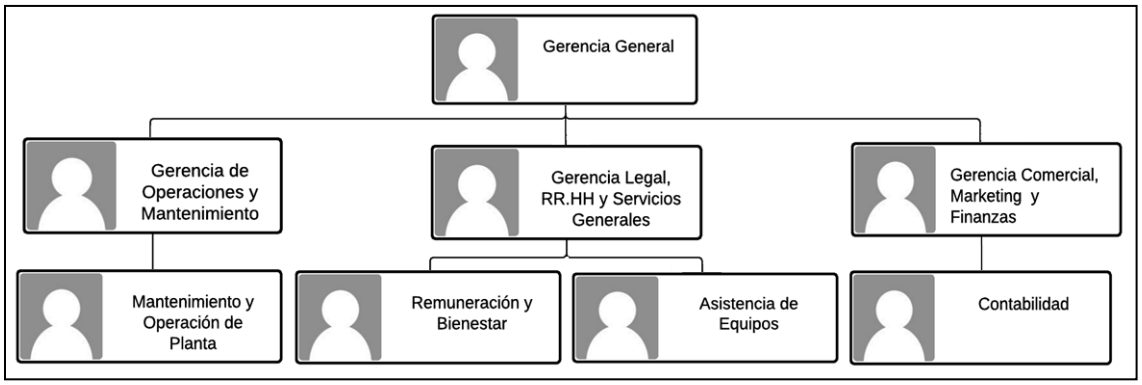
7.1. Estructura Organizacional

Como primer antecedente, es importante aclarar que las características de la organización, que son presentados en este capítulo, son aplicables a las tres alternativas de negocio, que han sido presentadas durante el Estudio Técnico de esta memoria.

El tipo de organización que se busca conseguir, tiene un enfoque horizontal, que busca unificar tareas, por lo que requiere de un equipo interdisciplinario y con experiencia en el campo. Desde el punto de vista de la verticalidad de la arquitectura empresarial, se apunta a un número reducido de niveles jerárquicos. La idea de simplificar la organización, se basa en el hecho, que a pesar de ser una inversión fuerte en capital y de tener un alto nivel de especificidad de equipos, la operación de la planta fotovoltaica y su mantenimiento, son parte de un proceso relativamente simple, en el cual los costos de producción radican prácticamente sólo en los salarios de los colaboradores, no existiendo la necesidad de mano de obra intensiva. Sin embargo, dada la continua interacción que debe existir entre la generadora y las concesionarias de distribución, el personal a cargo del área de operaciones de la planta, debe poseer un alto nivel de conocimiento de su proceso y una visión sistémica de éste.

Coherente con lo expuesto, el autor plantea la siguiente estructura para alcanzar las metas de la organización.

Figura 54: Organigrama de la empresa administradora del parque fotovoltaico



La figura anterior da cuenta de las diferentes gerencias que existen en la compañía, pero es necesario dar a conocer las diferentes funciones y responsabilidades que tiene cada uno de los colaboradores, por lo que en los siguientes apartados se realiza una descripción de los cargos de la firma.

7.1.1. Gerencia General

Esta gerencia planifica, dirige y controla la estrategia de la empresa, entregando los lineamientos de acción a los responsables de cada gerencia, a fin de garantizar los resultados esperados para la compañía y el retorno de los inversionistas. A continuación, se presenta el perfil de cargo que debe llevar a cabo estas labores en la empresa.

Tabla 201: Descripción de cargo: Gerente General (Fuente: Elaboración Propia)

Identificación del cargo	
Cargo	Gerente General
Gerencia / Área	Gerencia General
Lidera a	Toda la Organización
Depende de	Junta de Inversionistas
Especificaciones del Cargo	
Edad	33-45 años
Educación	Superior Ingeniero Civil Industrial
Experiencia Laboral	4 años de Experiencia en cargo
Localización Geográfica	Región de ubicación de la planta
Jornada de Trabajo	Contrato sujeto a Artículo N°22

Las funciones del Gerente General son:

- Crear la estrategia de la empresa para alcanzar las metas

- Dar a conocer la estrategia a las distintas divisiones de la compañía

- Aplicar el plan de negocios de los inversionistas

- Asegurar la rentabilidad esperada a los inversionistas

7.1.2. Gerencia de operaciones y Mantenimiento

Esta gerencia analiza, los lineamientos dictados por la gerencia general, traduciéndolos al nivel operativo de la planta y sus instalaciones.

Tiene como rol evaluar la condición de funcionamiento del parque, programar, controlar y coordinar los ciclos de generación de energía eléctrica y su mantenimiento, con el fin de garantizar una continuidad y confiabilidad en el servicio, que aseguren los niveles de producción y venta de energía esperados.

La división que acá se presenta, está compuesta por el Gerente de Operaciones y Mantenimiento, además de dos Especialistas en Operación y mantenimiento de sistemas de generación eléctrica. El desarrollo del perfil, de cada uno de esos cargos, se presenta en las siguientes tablas.

Tabla 202: Descripción de cargo: Gerente de Operaciones y Mantenimiento (Fuente: Elaboración Propia)

Identificación del cargo	
Cargo	Gerente de Operaciones y Mantenimiento
Gerencia / Área	Gerencia de Operaciones y Mantenimiento
Lidera a	Especialistas de Operación y Mantenimiento de Sistemas de Generación Eléctrica
Depende de	Gerencia General
Especificaciones del Cargo	
Edad	30-40 años
Educación	Ingeniero Civil Eléctrico
Experiencia Laboral	2 años de Experiencia en cargo
Localización Geográfica	Región de ubicación de la planta
Jornada de Trabajo	Contrato sujeto a Artículo N°22

Las funciones del Gerente de Operaciones y Mantenimiento son:

- Aplicar la estrategia de la empresa al proceso de generación de energía eléctrica, para asegurar la rentabilidad esperada.

- Crear y controlar un plan de mantenimiento, para garantizar la continuidad, disponibilidad y confiabilidad de la planta, que permita obtener la rentabilidad esperada.

- Planificar las labores del personal contratista, que intervenga la instalación, a fin de garantizar la continuidad del servicio.

- Supervisar a Operadores y Mantenedores de la planta.

- Crear y controlar KPI, para medir la productividad del proceso de generación de energía eléctrica.

- Asegurar la continuidad del suministro de energía eléctrica, a las empresas distribuidoras de energía a los clientes regulados.

- Revisar los datos de facturación, presentados por los especialistas de operación y mantenimiento

- Entregar informe mensual de flujos de caja, al Gerente Comercial, de Marketing y Finanzas.

Tabla 203: Descripción de cargo: Especialista de Operación y Mantenimiento de Sistemas de Generación Eléctrica (Fuente: Elaboración Propia)

Identificación del cargo	
Cargo	Especialista de Operación y Mantenimiento de Sistemas de Generación Eléctrica
Gerencia / Área	Gerencia de Operaciones y Mantenimiento
Lidera a	Personal Contratista de Mantenimiento
Depende de	Gerencia General
Especificaciones del Cargo	
Edad	25-40 años
Educación	Técnico Eléctrico Nivel Superior
Experiencia Laboral	2 años de Experiencia en cargo
Localización Geográfica	Región de ubicación de la planta
Jornada de Trabajo	Sistema de Turno

Las funciones del Especialista de Operación y Mantenimiento de Sistemas de Generación Eléctrica son:

- Ejecutar el plan de mantenimiento, para garantizar la continuidad, disponibilidad y confiabilidad de la planta, que permita obtener la rentabilidad esperada.

- Supervisar las labores del personal contratista, que intervenga la instalación, a fin de garantizar la continuidad del servicio.

- Llevar a cabo las acciones y maniobras sobre los equipos, para ingresar la planta fotovoltaica al Sistema Eléctrico Nacional, en sus ciclos de operación.

- Establecer reportes acerca del mantenimiento, eventuales fallas y salidas inesperadas de servicio de la planta.

- Recopilar los datos mensuales, de generación de energía eléctrica, de las diferentes distribuidoras, a las que brinda servicio el parque fotovoltaico.

7.1.3. Gerencia legal, Recursos Humanos y Servicios Generales

Esta gerencia debe entregar las herramientas, infraestructura y tecnología, para el desarrollo de las actividades propias de la operación de la planta. Debe asegurar el cumplimiento de la legislación vigente. Es la encargada de crear un plan de calidad, en conjunto con las otras gerencias de la compañía, tendientes a asegurar los resultados esperados por la empresa y los inversionistas. Finalmente, esta división es responsable de controlar el proceso de adquisición de insumos, para las diferentes gerencias.

La división que acá se presenta, está compuesta por el Gerente legal, Recursos Humanos y Servicios Generales, además de un encargado de remuneraciones y bienestar y una secretaria. El desarrollo del perfil, de cada uno de esos cargos, se presenta en las siguientes tablas.

Tabla 204: Descripción de cargo: Gerente legal, Recursos Humanos y Servicios Generales (Fuente: Elaboración Propia)

Identificación del cargo	
Cargo	Gerente legal, Recursos Humanos y Servicios Generales
Gerencia / Área	Gerencia legal, Recursos Humanos y Servicios Generales
Lidera a	* Especialista de Remuneraciones y Bienestar * Asistente de Equipos (Secretaria)
Depende de	Gerencia General
Especificaciones del Cargo	
Edad	30-40 años
Educación	Superior Abogado
Experiencia Laboral	2 años de Experiencia en cargo
Localización Geográfica	Región de ubicación de la planta
Jornada de Trabajo	Contrato sujeto a Artículo N°22

Las funciones del Gerente legal, Recursos Humanos y Servicios Generales son:

- Aplicar la estrategia de la empresa al proceso de reclutamiento y retención de personal, a fin de garantizar la continuidad de talentos en la empresa.

- Entregar informe mensual de flujos de caja, al Gerente Comercial, de Marketing y Finanzas.

- Asegurar el cumplimiento de la legislación laboral, de forma de mantener un buen clima laboral e imagen corporativa.

- Garantizar convenios convenientes tanto para la empresa como para los colaboradores, con instituciones de salud, con un administrador del Seguro Social Obligatorio de Accidentes del Trabajo y Enfermedades Profesionales y con compañías aseguradoras.

- Establecer contratos claros y bien definidos, con empresas contratistas.

- Definir políticas de incentivos por desempeño del negocio y de cada colaborador.

Tabla 205: Descripción de cargo: Especialista de Remuneraciones y Bienestar (Fuente: Elaboración Propia)

Identificación del cargo	
Cargo	Especialista de Remuneraciones y Bienestar
Gerencia / Área	Gerencia legal, Recursos Humanos y Servicios Generales
Lidera a	No aplica
Depende de	Gerente legal, Recursos Humanos y Servicios Generales
Especificaciones del Cargo	
Edad	25-35 años
Educación	Técnico Superior de Administración de Empresas
Experiencia Laboral	2 años de Experiencia en cargo
Localización Geográfica	Región de ubicación de la planta
Jornada de Trabajo	Lunes a Viernes (8:00 a 18:00 hrs), con 1 hora de colación

Las funciones del Especialista de Remuneraciones y Bienestar son:

- Asegurar el pago de remuneraciones, de las obligaciones previsionales.

- Encontrar convenios que garanticen beneficios para los trabajadores.

- Controlar el proceso de adquisición de insumos de las diferentes áreas.

- Entregar los elementos de protección personal a los colaboradores.

- Asegurar la asistencia de un prevencionista de riesgos externo, para la compañía.

Tabla 206: Descripción de cargo: Asistente de Equipos (Fuente: Elaboración Propia)

Identificación del cargo	
Cargo	Asistente de Equipos (Secretaria)
Gerencia / Área	Gerencia legal, Recursos Humanos y Servicios Generales
Lidera a	No aplica
Depende de	Gerente legal, Recursos Humanos y Servicios Generales
Especificaciones del Cargo	
Edad	30-40 años
Educación	Técnico Superior Asistente Ejecutivo y de Gestión
Experiencia Laboral	2 años de Experiencia en cargo
Localización Geográfica	Región de ubicación de la planta
Jornada de Trabajo	Lunes a Viernes (8:00 a 18:00 hrs), con 1 hora de colación

Las funciones del Asistente de Equipos son:

- Controlar las actividades de las distintas gerencias.

- Llevar el control de Asistencia de los colaboradores.

- Recibir a clientes, contratistas y público en general y derivarlos a quien corresponda.

- Asegurar el continuo funcionamiento de las redes de TI.

7.1.4. Gerencia Comercial, Marketing y Finanzas

Esta gerencia debe controlar los flujos de cajas, usando los datos de entrada, entregados por las diferentes gerencias. Debe crear lazos con las comunidades cercanas al parque fotovoltaico, destacando las acciones de sustentabilidad de la empresa. Debe crear informes trimestrales, acerca del Estado Financiero de la Compañía, los cuales deben ser entregados a los Gerentes de las diferentes divisiones. Debe entregar un informe mensual consolidado, de los flujos de las diferentes áreas de la compañía, al Gerente General.

La división que acá se presenta, está compuesta por el Gerente Comercial, de Marketing y Finanzas, además de un contador auditor. El desarrollo del perfil, de cada uno de esos cargos, se presenta en las siguientes tablas.

Tabla 207: Descripción de cargo: Gerente Comercial, de Marketing y Finanzas (Fuente: Elaboración Propia)

Identificación del cargo	
Cargo	Gerente Comercial, de Marketing y Finanzas
Gerencia / Área	Gerencia Comercial, de Marketing y Finanzas
Lidera a	Contador Auditor
Depende de	Gerencia General
Especificaciones del Cargo	
Edad	30-40 años
Educación	Superior Ingeniero Comercial
Experiencia Laboral	2 años de Experiencia en cargo
Localización Geográfica	Región de ubicación de la planta
Jornada de Trabajo	Contrato sujeto a Artículo N°22

Las funciones del Gerente Comercial, de Marketing y Finanzas son:

- Traducir la estrategia de la empresa, al control de los flujos de caja.

- Evaluar el nivel de inventarios, a fin de establecer su renovación.

- Entregar un Informe del Estado Financiero, mensual, al Gerente General.

- Analizar la imagen corporativa de la compañía y desarrollar un plan de acción con la comunidad.

- Garantizar el cumplimiento de las obligaciones impositivas.

Tabla 208: Descripción de cargo: Contador Auditor (Fuente: Elaboración Propia)

Identificación del cargo	
Cargo	Contador Auditor
Gerencia / Área	Gerencia Comercial, de Marketing y Finanzas
Lidera a	No aplica
Depende de	Gerente Comercial, de Marketing y Finanzas
Especificaciones del Cargo	
Edad	25-30 años
Educación	Superior Contador Auditor
Experiencia Laboral	2 años de Experiencia en cargo
Localización Geográfica	Región de ubicación de la planta
Jornada de Trabajo	Lunes a Viernes (8:00 a 18:00 hrs), con 1 hora de colación

Las funciones del Contador Auditor son:

- Crear un Informe consolidado de los flujos de caja, de las diferentes divisiones

- Crear un Estado de Resultados Financiero, mensual, al Gerente General.

- Gestionar el cumplimiento de las obligaciones impositivas, por parte de la empresa.

- Crear medios de comunicación, para dar a conocer las buenas prácticas de la compañía.

7.2. Leyes laborales

En esta memoria se considera la legislación presente en el Código del Trabajo, desde donde se extraen los Artículos que se presentan a continuación, los cuales son citados textualmente, a fin de no variar su significado y se aclara que tienen una vigencia a partir del 7 de Julio de 2017.

i. Art. 21 (capítulo IV): Jornada de trabajo es el tiempo durante el cual el trabajador debe prestar efectivamente sus servicios en conformidad al contrato. Se considerará también jornada de trabajo el tiempo en que el trabajador se encuentra a disposición del empleador sin realizar labor, por causas que no le sean imputables.

ii. Art. 22 (capítulo IV): La duración de la jornada ordinaria de trabajo no excederá de cuarenta y cinco horas semanales.

Quedarán excluidos de la limitación de jornada de trabajo los trabajadores que presten servicios a distintos empleadores; los gerentes, administradores, apoderados con facultades de administración y todos aquellos que trabajen sin fiscalización superior inmediata; los contratados de acuerdo con este Código para prestar servicios en su propio hogar o en un lugar libremente elegido por ellos; los agentes comisionistas y de seguros, vendedores viajantes, cobradores y demás similares que no ejerzan sus funciones en el local del establecimiento.

Asimismo, quedan excluidos de la limitación de jornada, los trabajadores contratados para que presten sus servicios preferentemente fuera del lugar o sitio de funcionamiento de la empresa, mediante la utilización de medios informáticos o de telecomunicaciones.

iv. Art. 28 (capítulo IV): El máximo semanal establecido en el inciso primero del artículo 22 no podrá distribuirse en más de seis ni en menos de cinco días.

En ningún caso la jornada ordinaria podrá exceder de diez horas por día, sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso final del artículo 38.

v. Art. 29 (capítulo IV): Podrá excederse la jornada ordinaria, pero en la medida indispensable para evitar perjuicios en la marcha normal del establecimiento o faena, cuando sobrevengan fuerza mayor o caso fortuito, o cuando deban impedirse accidentes o efectuarse arreglos o reparaciones impostergables en las maquinarias o instalaciones.

Las horas trabajadas en exceso se pagarán como extraordinarias.

vi. Art.32 (capítulo IV): Las horas extraordinarias sólo podrán pactarse para atender necesidades o situaciones temporales de la empresa. Dichos pactos deberán constar por escrito y tener una vigencia transitoria no superior a tres meses, pudiendo renovarse por acuerdo de las partes. No obstante la falta de pacto escrito, se considerarán extraordinarias las que se trabajen en exceso de la jornada pactada, con conocimiento del empleador.

Las horas extraordinarias se pagarán con un recargo del cincuenta por ciento sobre el sueldo convenido para la jornada ordinaria y deberán liquidarse y pagarse conjuntamente con las remuneraciones ordinarias del respectivo período. En caso de que no exista sueldo convenido, o éste sea inferior al ingreso mínimo mensual que determina la ley, éste constituirá la base de cálculo para el respectivo recargo.

vii. Art. 33 (capítulo IV): Para los efectos de controlar la asistencia y determinar las horas de trabajo, sean ordinarias o extraordinarias, el empleador llevará un registro que consistirá en un libro de asistencia del personal o en un reloj control con tarjetas de registro.

viii. Art 34 (capítulo IV): La jornada de trabajo se dividirá en dos partes, dejándose entre ellas, a lo menos, el tiempo de media hora para la colación. Este período intermedio no se considerará trabajado para computar la duración de la jornada diaria.

Se exceptúan de lo dispuesto en el inciso anterior los trabajos de proceso continuo. En caso de duda de si una determinada labor está o no sujeta a esta excepción, decidirá la Dirección del Trabajo mediante resolución de la cual podrá reclamarse ante el Juzgado de Letras del Trabajo en los términos previstos en el artículo 31.

ix. Art. 38 (Capítulo IV, párrafo 2): Exceptúanse de lo ordenado en los artículos anteriores los trabajadores que se desempeñen en las explotaciones, labores o servicios que exijan continuidad por la naturaleza de sus procesos, por razones de carácter técnico, por las

necesidades que satisfacen o para evitar notables perjuicios al interés público o de la industria.

Las empresas exceptuadas de este descanso podrán distribuir la jornada normal de trabajo, en forma que incluya los días domingo y festivos. Las horas trabajadas en dichos días se pagarán como extraordinarias siempre que excedan de la jornada ordinaria semanal.

x. Art. 39: En los casos en que la prestación de servicios deba efectuarse en lugares apartados de centros urbanos, las partes podrán pactar jornadas ordinarias de trabajo de hasta dos semanas ininterrumpidas, al término de las cuales deberán otorgarse los días de descanso compensatorios de los días domingo o festivos que hayan tenido lugar en dicho período bisemanal, aumentados en uno.

xi. Art. 43: Los reajustes legales no se aplicarán a las remuneraciones y beneficios estipulados en contratos y convenios colectivos de trabajo o en fallos arbitrales recaídos en una negociación colectiva.

xii. Art. 47: Los establecimientos mineros, industriales, comerciales o agrícolas, empresas y cualesquiera otros que persigan fines de lucro, y las cooperativas, que estén obligados a llevar libros de contabilidad y que obtengan utilidades o excedentes líquidos en sus giros, tendrán la obligación de gratificar anualmente a sus trabajadores en proporción no inferior al treinta por ciento de dichas utilidades o excedentes. La gratificación de cada trabajador con derecho a ella será determinada en forma proporcional a lo devengado por cada trabajador en el respectivo período anual, incluidos los que no tengan derecho.

xiii. Art. 67: Los trabajadores con más de un año de servicio tendrán derecho a un feriado anual de quince días hábiles, con remuneración íntegra que se otorgará de acuerdo con las formalidades que establezca el reglamento.

xiv. Art. 153: Las empresas, establecimientos, faenas o unidades económicas que ocupen normalmente diez o más trabajadores permanentes, contados todos los que presten servicios en las distintas fábricas o secciones, aunque estén situadas en localidades diferentes, estarán obligadas a confeccionar un reglamento interno de orden, higiene y seguridad que contenga las obligaciones y prohibiciones a que deben sujetarse los trabajadores, en relación con sus

labores, permanencia y vida en las dependencias de la respectiva empresa o establecimiento.

xv. Art. 159: El contrato de trabajo terminará en los siguientes casos:

1. Mutuo acuerdo de las partes.

2. Renuncia del trabajador, dando aviso a su empleador con treinta días de anticipación, a lo menos.

3. Muerte del trabajador.

4. Vencimiento del plazo convenido en el contrato. La duración del contrato de plazo fijo no podrá exceder de un año.

El trabajador que hubiere prestado servicios discontinuos en virtud de más de dos contratos a plazo, durante doce meses o más en un período de quince meses, contados desde la primera contratación, se presumirá legalmente que ha sido contratado por una duración indefinida.

Tratándose de gerentes o personas que tengan un título profesional o técnico otorgado por una institución de educación superior del Estado o reconocida por éste, la duración del contrato no podrá exceder de dos años. El hecho de continuar el trabajador prestando servicios con conocimiento del empleador después de expirado el plazo, lo transforma en contrato de duración indefinida. Igual efecto producirá la segunda renovación de un contrato de plazo fijo.

5. Conclusión del trabajo o servicio que dio origen al contrato.

6. Caso fortuito o fuerza mayor.

xvi. Art. 183-A: Es trabajo en régimen de subcontratación, aquél realizado en virtud de un contrato de trabajo por un trabajador para un empleador, denominado contratista o subcontratista, cuando éste, en razón de un acuerdo contractual, se encarga de ejecutar obras o servicios, por su cuenta y riesgo y con trabajadores bajo su dependencia, para una

tercera persona natural o jurídica dueña de la obra, empresa o faena, denominada la empresa principal, en la que se desarrollan los servicios o ejecutan las obras contratadas.

xvii. Art. 183-B: La empresa principal será solidariamente responsable de las obligaciones laborales y previsionales de dar que afecten a los contratistas en favor de los trabajadores de éstos, incluidas las eventuales indemnizaciones legales que correspondan por término de la relación laboral. Tal responsabilidad estará limitada al tiempo o período durante el cual el o los trabajadores prestaron servicios en régimen de subcontratación para la empresa principal.

xviii. Art. 183-E: Sin perjuicio de las obligaciones de la empresa principal, contratista y subcontratista respecto de sus propios trabajadores en virtud de lo dispuesto en el artículo 184, la empresa principal deberá adoptar las medidas necesarias para proteger eficazmente la vida y salud de todos los trabajadores que laboran en su obra, empresa o faena, cualquiera sea su dependencia, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 66 bis de la Ley N° 16.744 y el artículo 3° del Decreto Supremo N° 594, de 1999, del Ministerio de Salud.

xix. Art. 184: El empleador estará obligado a tomar todas las medidas necesarias para proteger eficazmente la vida y salud de los trabajadores, informando de los posibles riesgos y manteniendo las condiciones adecuadas de higiene y seguridad en las faenas, como también los implementos necesarios para prevenir accidentes y enfermedades profesionales.

xx. Art. 195: Las trabajadoras tendrán derecho a un descanso de maternidad de seis semanas antes del parto y doce semanas después de él. El padre tendrá derecho a un permiso pagado de cinco días en caso de nacimiento de un hijo, el que podrá utilizar a su elección desde el momento del parto, y en este caso será de forma continua, excluyendo el descanso semanal, o distribuirlo dentro del primer mes desde la fecha del nacimiento.

xxi. Art. 209: El empleador es responsable de las obligaciones de afiliación y cotización que se originan del seguro social obligatorio contra riesgos de accidentes del trabajo y enfermedades profesionales regulado por la Ley N° 16.744.

En los mismos términos, el dueño de la obra, empresa o faena es subsidiariamente responsable de las obligaciones que en materia de afiliación y cotización, afecten a los contratistas en relación con las obligaciones de sus subcontratistas.

Dada la cantidad de personas que componen la organización y su estructura, además de la actividad que constituye el giro de la empresa, los artículos antes mencionados son los que guardan una mayor relación con el desarrollo del proyecto.

7.3. Análisis de Remuneraciones y sus proyecciones

Los datos que a continuación se presentan, toman como referencia, antecedentes recogidos de la Guía Salarial (Robert Half, 2017), específicamente en lo referido a salarios en Finanzas y Contabilidad, Ingeniería del Sector Industrial y Recursos Humanos, para cargos similares a los presentados en esta memoria y considerando un tamaño mediano de la empresa, de acuerdo a la clasificación presentada en el mencionado informe.

Es importante destacar que los valores corresponden a las rentas brutas, los cuales incluyen el pago de las obligaciones previsionales.

Además, se considera un reajuste anual a las remuneraciones, considerando la variación porcentual del IPC, durante el ciclo de vida del proyecto. Para efectos del cálculo de flujo presentado en el Estudio Económico y Financiero, se considera un incremento de 3% anual.

Tabla 209: Remuneraciones de cargos (Fuente: Elaboración propia)

Cargo	Años de Experiencia	N° de colaboradores	Renta Bruta unitaria mensual (CLP$)	Renta Bruta total mensual (CLP$)	Renta Bruta total mensual (US$)	Renta Bruta anual (US$)
Gerente General	4	1	$ 3.000.000	$ 3.000.000	$ 4.615	$ 55.385
Gerente de Operaciones y Mantenimiento	2	1	$ 2.500.000	$ 2.500.000	$ 3.846	$ 46.154
Especialista de Operación y Mantenimiento de Sistemas de Generación Eléctrica	2	2	$ 1.200.000	$ 2.400.000	$ 3.692	$ 44.308
Gerente legal, Recursos Humanos y Servicios Generales	2	1	$ 2.500.000	$ 2.500.000	$ 3.846	$ 46.154
Especialista de Remuneraciones y Bienestar	2	1	$ 1.200.000	$ 1.200.000	$ 1.846	$ 22.154
Asistente de Equipos (Secretaria)	2	1	$ 650.000	$ 650.000	$ 1.000	$ 12.000
Gerente Comercial, de Marketing y Finanzas	2	1	$ 2.500.000	$ 2.500.000	$ 3.846	$ 46.154
Contador Auditor	2	1	$ 850.000	$ 850.000	$ 1.308	$ 15.692
					Total anual	$ 288.000

8. ESTUDIO SOCIETARIO, TRIBUTARIO Y DE MARCO LEGAL

8.1. Estudio Societario

En esta sección se abordan los temas concernientes a la constitución de la sociedad, a la iniciación de actividades y a las condiciones tributarias a las que se ve enfrentado el proyecto de creación del nuevo parque fotovoltaico.

8.1.1. Tipo de sociedad

El tipo de sociedad que se constituye en este proyecto, corresponde a una Sociedad por Acciones (SpA), la cual permite a los accionistas, tener una libertad, casi total, en los temas relacionados con la sociedad, siendo uno de los aspectos jurídicos más característicos, la idea de que esta sociedad puede tener un solo accionista.

El artículo 424 del Código de Comercio que define estas sociedades, señala que "La sociedad por acciones, o simplemente "la sociedad" (…) es una persona jurídica creada por una o más personas mediante un acto de constitución perfeccionado de acuerdo con los preceptos siguientes, cuya participación en el capital es representada por acciones".

En este tipo de sociedades, la administración la puede desempeñar una o más personas, denominadas Administradores, o por un directorio, o algún otro que sea designado en el estatuto social o por la Junta de accionistas.

De acuerdo a lo estipulado en el Código de Comercio, en su artículo 431: La sociedad llevará un registro en el que se anotará, a lo menos, el nombre, domicilio y cédula de identidad o rol único tributario de cada accionista, el número de acciones de que sea titular, la fecha en que éstas se hayan inscrito a su nombre y tratándose de acciones suscritas y no pagadas, la forma y oportunidades de pago de ellas. Igualmente, en el Registro deberá inscribirse la constitución de gravámenes y de derechos reales distintos al dominio. En caso de que algún accionista transfiera el todo o parte de sus acciones, deberá anotarse esta circunstancia en el registro de que trata este artículo.

Dicho registro podrá llevarse por cualquier medio, siempre que éste ofrezca seguridad de que no podrá haber intercalaciones, supresiones u otra adulteración que pueda

afectar su fidelidad, y que, además, permita el inmediato registro o constancia de las anotaciones que deban hacerse y estará, en todo tiempo, disponible para su examen por cualquier accionista o administrador de la sociedad.

"Los administradores y el gerente general de la sociedad serán solidariamente responsables de los perjuicios que causaren a accionistas y a terceros con ocasión de la falta de fidelidad o vigencia de las informaciones contenidas en el registro a que se refiere este artículo" (Ministerio de Justicia, 2014).

En el mismo sentido, conforme a lo establecido en el Artículo N°429: "Los accionistas sólo serán responsables hasta el monto de sus aportes en la sociedad" (Ministerio de Justicia, 2014).

Otro aspecto a tener en cuenta, respecto a las sociedades por acciones es que "el capital de la sociedad deberá ser fijado de manera precisa en el estatuto y estará dividido en un número determinado de acciones nominativas" (Ministerio de Justicia, 2014).

En el Artículo N°34, del Código de Comercio, dictado por el Ministerio de Justicia (2014), se indica que los aumentos de capital serán acordados por los accionistas, sin perjuicio que el estatuto podrá facultar a la administración en forma general o limitada, temporal o permanente, para aumentar el capital con el objeto de financiar la gestión ordinaria de la sociedad o para fines específicos.

El capital social y sus posteriores aumentos deberán quedar totalmente suscritos y pagados en el plazo que indiquen los estatutos. Si nada señalaren al respecto, el plazo será de cinco años, contados desde la fecha de constitución de la sociedad o del aumento respectivo, según corresponda. Si no se pagare oportunamente al vencimiento del plazo correspondiente, el capital social quedará reducido al monto efectivamente suscrito y pagado. Salvo disposición en contrario en los estatutos, las acciones cuyo valor no se encuentre totalmente pagado, no gozarán de derecho alguno, de acuerdo a lo establecido en el Código de Comercio, del Ministerio de Justicia (2014).

8.1.2. Pasos para la formación de la sociedad

De acuerdo al artículo N° 425, del Código de Comercio, se puede establecer que:

La sociedad se forma, existe y prueba por un acto de constitución social escrito, inscrito y publicado en los términos del artículo siguiente, que se perfeccionará mediante escritura pública o por instrumento privado suscrito por sus otorgantes, y cuyas firmas sean autorizadas por notario público, en cuyo registro será protocolizado dicho instrumento. El cumplimiento oportuno de la inscripción y publicación del acto de constitución de la sociedad producirá efectos desde la fecha de la escritura o de la protocolización del instrumento privado, según corresponda (Ministerio de Justicia, 2014).

Para este proyecto se contempla la formación a través de escritura pública.

8.1.2.1. Escritura Pública

El Código de Comercio, dicta que el acto de constitución de la sociedad irá acompañado de su estatuto, el que deberá expresar a lo menos, las siguientes materias Los estatutos de la sociedad según nos dispone la ley, deben contener a lo menos las siguientes materias:

- El nombre de la sociedad, que debe concluir con la expresión “SpA”;

- El objeto de la sociedad, que será siempre considerado mercantil;

- El capital de la sociedad y el número de acciones en que el capital es dividido y representado;

- La forma como se ejercerá la administración de la sociedad y se designarán representantes; con indicación de quienes la ejercerán provisionalmente, en su caso, y

- La duración de la sociedad, la cual podrá ser indefinida y si, nada se dijere, tendrá este carácter.

8.1.2.2. Publicar la Creación de la Sociedad en el Diario Oficial

Dentro del plazo de un mes contado "desde la fecha del acto de constitución social, un extracto del mismo, autorizado por el notario respectivo, deberá inscribirse en el Registro de Comercio correspondiente al domicilio de la sociedad y publicarse por una sola vez en el Diario Oficial" (Ministerio de Justicia, 2014). En cumplimiento con el Código de Comercio, el extracto al que se hace alusión, debe expresar:

- El nombre de la Sociedad;

- El nombre de los accionistas concurrentes al instrumento de constitución;

- El objeto social;

- El monto a que asciende el capital suscrito y pagado de la sociedad, y

- La fecha de otorgamiento, el nombre y domicilio del notario que autorizó la escritura o que protocolizó el instrumento privado de constitución que se extracta, así como el registro y número de rol o folio en que se ha protocolizado dicho documento.

8.1.2.3. Iniciación de Actividades y Obtención o Registro del Rol Único Tributario RUT en el SII

Este trámite se puede realizar por Internet o en forma presencial, en la Unidad del Servicio correspondiente al domicilio del contribuyente.

Para realizar el trámite, en primer lugar, se debe demostrar la constitución legal de la persona jurídica.

Además, en caso de realizar el trámite por Internet, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Ser personas naturales con clave de autentificación del SII

- Ser socios o representantes de la Sociedad

- Ser mayor de edad

Por otra parte, en caso de realizar el trámite, en forma presencial, quien lo lleve a cabo sólo debe presentar su Cédula de Identidad. En caso de ser extranjero, cédula de identidad de extranjeros y Cédula Rut, de acuerdo a lo descrito por el Servicio de Impuestos Internos, en su sitio web.

La descripción del paso a paso, para realizar el trámite por Internet o en forma presencial, puede ser revisada en el Anexo de esta memoria.

8.1.2.4. Inspección del Servicio de Impuestos Internos

Es un proceso que lleva a cabo el SII, con el objetivo de verificar que el contribuyente realizará efectivamente la actividad declarada y así evitar que se inicien actividades sólo para obtener documentos timbrados del SII, que luego se usan en forma fraudulenta, como medio de validación de transacciones inexistentes.

8.1.2.5. Impresión y timbraje de Facturas

La autorización de documentos y/o el timbraje de documentos es un procedimiento que legaliza los documentos necesarios para respaldar las diferentes operaciones que los contribuyentes realizan al llevar a cabo sus actividades económicas, y que consiste en la autorización del SII de rangos de documentos a emitir por medio electrónico y/o aplicación de un timbre seco en cada documento y sus copias, de acuerdo a lo mencionado en el sitio web del Servicio de Impuestos Internos. A su vez, los documentos que requieren la autorización son:

Tabla 210: Documentos que en general los contribuyentes necesitan autorizar y/o timbrar (Fuente: Servicio de Impuestos Internos, s.f.)

- Boletas de ventas y servicios	- Rollos de máquinas registradoras
- Boletas de honorarios	- Entradas de espectáculos
- Boletas de prestación de servicios de terceros	- Letras de cambio
- Facturas	- Pagarés
- Notas de débito	- Liquidación
- Notas de crédito	- Liquidación – Facturas
- Guías de despacho	- Libros de contabilidad empastados
- Contabilidad en hojas sueltas con numeración única	- Factura de Ventas y Servicios no Afectas o Exentas de IVA - Otros

8.1.2.6. Obtener la Patente Municipal.

Es el permiso que autoriza a realizar actividades comerciales en la comuna, se solicita en la Municipalidad en la ciudad donde funciona la empresa. Se debe presentar fotocopia de la Cédula de Identidad por ambos lados. Debe acreditar el domicilio de la empresa, Certificado de Iniciación de Actividades de Impuestos Internos, Autorización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Autorización Sanitaria, Declaración de Capital Propio Inicial. Dependiendo del giro se le pedirá cumplir otros requisitos específicos relacionados a este. Informe de la Dirección de Obras Municipales, efectuado por un funcionario municipal sobre el local en que funcionará la empresa.

8.1.3. Costo de Formación de Sociedad

Los costos de la formación de una sociedad dependen del tipo de ésta y del monto de su capital. Sin embargo, existen valores estimados, por la gestión de una notaría para otorgar la constitución de una sociedad, que bordea los $200.000.

Además, se contempla un costo por la escritura pública legalizada, depende del tipo de sociedad y del costo de los honorarios, sin embargo, se estima un valor aproximado de $100.000.

La inscripción en el Registro de Comercio tiene un costo aproximado de $70.000 y la publicación en el Diario Oficial, llega a 1 UTM.

Sin embargo, los costos de la formación de la sociedad, son contemplados en la Inversión, dado que comparativamente con los montos que se manejan, los costos por la formación de la sociedad son mínimos. Específicamente éstos se consideran en el ítem “Varios”, referente a los Gastos de Gestión del Propietario, al igual que las boletas de garantías y otros trámites requeridos para participar del negocio.

8.2. Estudio Tributario

Para poder evaluar la rentabilidad de un proyecto, es necesario considerar la realidad tributaria, en que está inmerso. En Chile, el Servicio de Impuestos Internos, es el organismo encargado de fiscalizar la tributación. Entonces, al revisar la situación de la empresa administradora del parque fotovoltaico, así como cualquiera que pertenece al sector energético, no se presentan diferencias tributarias, respecto a los otros sectores económicos y por ende está sujeto al Impuesto de Primera Categoría.

Tabla 211: Código del tipo de generación eléctrica e impuesto al que está condicionado (Fuente: Servicio de Impuestos Internos, s.f.)

Código	Generación, Captación y distribución de energía eléctrica	Afecto a IVA	Categoría Tributaria	Disponible Internet
401011	GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	SI	1	SI
401012	GENERACIÓN EN CENTRALES TERMOELÉCTRICA DE CICLOS	SI	1	SI
401013	GENERACIÓN EN OTRAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	SI	1	SI
401019	GENERACIÓN EN OTRAS CENTRALES N.C.P.	SI	1	SI
401020	TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	SI	1	SI
401030	DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA	SI	1	SI
N.C.P.: No considerada previamente				

Además, dado el gran nivel de participación extranjera, en las inversiones de este tipo, cobra importancia el Estatuto de Inversión Extranjera (D.L.6000), donde se evalúa la autorización para los negocios de este tipo.

8.2.1. Impuesto de Primera Categoría

El Impuesto de Primera Categoría, se determina sobre la base imponible de las utilidades líquidas obtenidas por la empresa, es decir, sus ingresos menos los costos, y se declara anualmente en abril de cada año, por las rentas percibidas, durante el año anterior.

La tasa del impuesto de primera categoría desde el año 2017 y los años venideros, tiene el valor de un 25% de impuesto sobre la renta de la empresa.

Otros impuestos a los que se ve sometido el proyecto al entrar en operación se detallan a continuación.

8.2.2. Impuesto al Valor Agregado (IVA)

El Impuesto al Valor Agregado (IVA) representa un recargo del 19% sobre el precio de venta de un bien o servicio. Este impuesto aplica para toda venta que sobrepase los $180.

La aplicación de dicho impuesto se realiza principalmente en las ventas de productos y servicios al público, y en las compras que realice la empresa. Dicho monto recaudado será cobrado por el Servicio de Impuestos Internos.

Por simplicidad, en esta memoria se contempla que el valor del IVA ya está considerado dentro del precio de venta de energía, por lo que no se refleja en el flujo de caja de las diferentes alternativas del proyecto.

8.2.3. Impuesto de Timbres y Estampillas

A continuación, se recogen los antecedentes publicados en el sitio web, del Servicio de Impuestos Internos.

De esta forma, este Impuesto aplica a las líneas de crédito rotatorias (a contar del 01.01.2013) con una tasa del 0,033% sobre su monto (respecto de todas y cada una de las operaciones de crédito que se realicen, en virtud de lo pactado en la apertura o línea de crédito) por cada mes o fracción de mes que medie entre la emisión del documento y la fecha de vencimiento, tasa que no podrá exceder del 0,4%, según lo dispuesto en el artículo 1°, número 3, en relación con el artículo 24°, N° 9, de la Ley sobre Impuesto de Timbres y Estampillas. A contar del 01.01.2016, de acuerdo a la Ley N° 20.780 de 2014, estas tasas serán del 0,066% y del 0,8% respectivamente, de acuerdo a lo presentado en el sitio web del Servicio de Impuestos Internos.

Para la declaración de este impuesto se debe usar, según corresponda, el Formulario 24 de Declaración y Pago de Impuesto de Timbres y Estampillas, o bien a través del

Formulario 24.1 de Declaración y Pago de Impuestos de Timbres y Estampillas, ambos formularios distribuidos por el Servicio de Impuestos Internos, en su sitio web.

8.3. Estudio de Marco Legal

Uno de los aspectos más importantes, desde el punto de vista normativo, para el negocio, es el estándar de calidad de suministro de la instalación. Es así, que la Comisión Nacional de Energía (2016), establece los índices de indisponibilidad programada y forzada, durante un año, tanto para las instalaciones de generación, como de transmisión de energía eléctrica. A continuación, se presentan las cantidades de horas de desconexión límites, las cuales no pueden ser superadas por las centrales eléctricas. Los datos y las definiciones de los parámetros son extraídos del Artículo 5-59 de la Norma Técnica.

Tabla 212: Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada de generación (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016)

Tipo de Central	HPROg	HFORg	FFORg
Hidráulica Embalse (por unidad)	400	100	8
Hidráulica Pasada (por unidad)	300	50	4
Térmica Vapor (por unidad)	750	200	12
Térmica Ciclo Combinado (por ciclo)	500	200	12
Turbina Gas (por unidad)	300	50	4
Motores Diésel (por unidad)	300	100	8
Parque de Motores Diésel	20	10	4
Parques Eólicos y Fotovoltaicos	20	10	4

Donde:

HPROg: Son las horas de desconexión promedio anual de la unidad o del parque generador, por concepto de indisponibilidad programada.

HFORg: Son las horas de desconexión promedio anual de la unidad o del parque generador, por concepto de indisponibilidad forzada.

FFORg: Frecuencia promedio anual de desconexiones forzadas de la unidad o del parque generador.

Como se puede apreciar, para el caso de los parques fotovoltaicos, las exigencias son mayores que en las otras fuentes de generación, lo que incentiva aún más a la creación

de planes de mantenimiento, a cargo de la gerencia de operaciones y mantenimiento, tal como es revisado en el capítulo de Estudio de Organizacional.

A su vez, dado que es necesario transmitir la energía al punto de venta de ésta, resulta importante considerar las exigencias para las instalaciones de ésta etapa del negocio. De esta forma, la Subestación Elevadora y la línea de transmisión no deben sobrepasar los indicadores de la siguiente tabla.

Tabla 213: Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada en instalaciones de transmisión (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2016)

Nivel de Tensión	HPROt	HFORt	FFORt
Mayor o igual que 500 [kV]	20	5	2
Mayor o igual que 220 [kV] y menor que 500 [kV]	20	10	3
Mayor o igual que 100 [kV] y menor que 220 [kV]	20	15	4
Mayor o igual que 44 [kV] y menor que 100 [kV]	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Donde:

HPROt: Son las horas de desconexión promedio anual por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de cinco años. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

HFORt: Son las horas de desconexión promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de cinco años. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

FFORt: Es la frecuencia de desconexiones promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de cinco años. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

Para el caso que se estudia en el proyecto, el rango permitido corresponde al nivel de tensión mayor o igual que 220 [kV] y menor que 500 [kV].

Claramente, los datos de las dos tablas anteriores, constituyen un KPI a ser considerado por la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento, ya que va de la mano con el

cumplimiento de la meta de venta de energía, que permite garantizar los resultados esperados por los inversionistas.

Como ya fue anticipado en los Antecedentes Generales de esta memoria, las principales leyes que rigen la industria de la generación eléctrica, son las que se abordan a continuación.

8.3.1. Ley N° 20.257

Esta ley tiene fecha de publicación el 01 de abril de 2008 y tiene como aspecto principal que:

Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 20% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados. La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año (Ley N°20.257, 2008).

El cumplimiento de esta ley es revisado cada 1° de marzo y la sanción por no respetar la condición antes expuesta implica el pago de 0,4UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. A su vez, "si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit" (Ley N°20.257, 2008).

"Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido" (Ley N°20.257, 2008).

8.3.2. Ley N° 20.698

Respecto a esta ley, se establece que el Ministerio de Energía debe efectuar licitaciones anuales para la provisión de bloques de energía del tipo ERNC, pudiendo realizarse hasta dos subastas, si es que el primer bloque no es satisfecho completamente. Cada cobertura se da para cumplir con la inyección de energía que no sea cubierta con la inyección proveniente de ERNC en operación, en construcción o por los bloques de energía ya adjudicados, al momento de iniciarse el proceso de licitación, respecto a la cuota exigible al tercer año posterior a ésta.

Es primordial recordar que las exigencias a las que se aluden anteriormente, corresponden a una inyección de 5% de ERNC entre los años 2010 a 2014, aumentándose en 0,5% anual, a partir del año 2015. Entonces, en términos simples al año 2015 se debe cumplir con el 5,5%, 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar en el año 2024 el 10%, aplicable a los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. La condición se vuelve más exigente si los contratos son firmados después del 1 de julio de 2013, siendo exigible el 5% al año 2013, aumentando en una escala anual del 1% a partir del año 2014 hasta el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al año 2024. Así, el incremento de ERNC exigible para el año 2025 aumenta a un 2% para llegar a un total de un 20% de energías renovables no convencionales en el año 2025. El mecanismo de licitación es aplicable a contar del año 2015.

8.3.3. Ley N° 19.940

"Esta ley regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos", (Ley N°19.940, 2004).

En esta norma se establece que los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al centro de despacho económico de carga, en adelante CDEC, para la operación coordinada

del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios, de acuerdo a lo planteado en (Ley N°19.940, 2004).

En esta misma ley se expresa que tanto las empresas que inyecten, como las que retiren energía y potencia, empleando las redes de transmisión y subtransmisión deben pagar los costos de transmisión, considerando para ello una proporción determinada en la misma ley.

Es así, que para las empresas generadoras de tipo no convencional, tal como el caso de la solar y que cumplan con que sus excedentes de "potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal" (Ley N°19.940, 2004).

De acuerdo a lo anterior, la forma de determinar los peajes es ponderarlos "por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kilowatts de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kilowatts. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kilowatts, el factor será nulo" (Ley N°19.940, 2004).

9. ESTUDIO ECONÓMICO

9.1. Definición de Parámetros

9.1.1. Determinación de la tasa de descuento

La tasa de descuento corresponde a la rentabilidad mínima que los inversionistas deben exigir al proyecto, cuando se considera el riesgo de invertir en él. En particular, se consideran las condiciones de la industria de la generación de energía eléctrica en Chile. Esta tasa es la que se emplea para descontar los flujos de ingresos y egresos, durante el horizonte de evaluación del proyecto.

La forma de determinar la tasa de descuento, también conocida como WACC (Weighted Average Cost of Capital) es a través de la siguiente expresión:

$$\mathrm{WACC} = \mathrm{K_d}(1 - \mathrm{T}) * \frac{\mathrm{D}}{\mathrm{V}} + \mathrm{K_e} * \frac{\mathrm{P}}{\mathrm{V}}$$

Donde:

WACC: Tasa de descuento

Kd: Costo de la deuda financiera

T: Tasa de impuestos

D: Deuda financiera contraída

V: Valor de la empresa (incluye deuda y patrimonio)

Ke: Tasa de costo de oportunidad de los accionistas

P: Patrimonio

Dentro de los parámetros que se aprecian en la expresión anterior, destaca la tasa de costo de oportunidad de los accionistas, la cual frecuentemente es obtenida a través del modelo CAPM, el cual define el riesgo de una inversión, de acuerdo a la variabilidad que se puede tener en la rentabilidad de la inversión, por lo cual es posible reducirlo, si se

diversifican sus inversiones. Así, el modelo de los precios de los activos de capital (CAPM) permite obtener la tasa Ke de la siguiente forma:

$$K_e = R_f + \beta(E(R_m) - R_f)$$

Donde:

Rf: Tasa Libre de Riesgo

E(Rm): Tasa de Rentabilidad esperada de Mercado

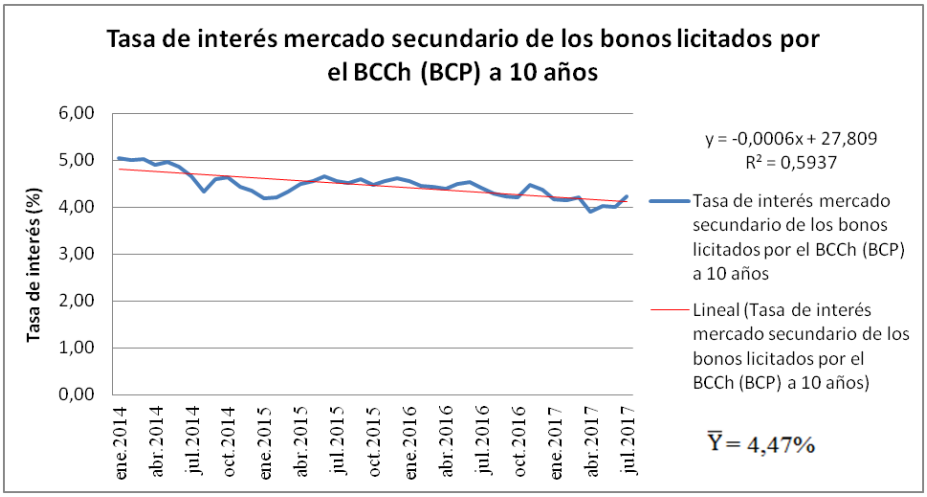
β: Factor de medida de riesgo no sistemático

En los siguientes numerales, se explica la metodología empleada por el autor, para la obtención de los diferentes parámetros, a emplear en el cálculo de la tasa de descuento del proyecto. Es importante aclarar, que si bien el tamaño de la empresa, que se proyecta administre el parque fotovoltaico, es muy inferior al de las firmas en las que se concentra el estudio de la tasa de descuento, se entiende que es la mejor aproximación al escenario, que puede enfrentar dicha firma, dado el acceso a la información de las empresas que componen la Industria.

9.1.1.1. Estimación de la Tasa Libre de Riesgo (Rf)

Respecto a la Tasa libre de riesgo, para este proyecto se emplea la rentabilidad de los bonos emitidos por el Banco Central de Chile, particularmente el valor promedio de este indicador, durante el período concentrado entre los años 2014 y 2017, justificado en el hecho, que en esos años es cuando se da el aumento de la generación eléctrica, de tipo fotovoltaica en Chile. Además, se escoge el horizonte de 10 años para los bonos, dado que corresponde al lapso de tiempo más extenso de licitación, que presenta el Banco Central, para la licitación de Bonos de la Tesorería General de la República, en millones de pesos, lo que guarda una mayor relación con el ciclo de vida del proyecto, que esta memoria trata. Los valores de las tasas del período antes mencionado, su regresión lineal y su valor promedio, son presentados en el siguiente gráfico.

Gráfico 42: Tasa de interés mercado secundario de los bonos licitados por el BCCh (BCP) a 10 años (Fuente: Banco Central de Chile, s.f.)



Entonces, de lo expuesto anteriormente, se puede establecer que el valor de la Tasa Libre de Riesgo (Rf) a emplear es de 4,47%.

9.1.1.2. Estimación de la Tasa de Rentabilidad Esperada del Mercado (E(Rm))

Con el fin de determinar la rentabilidad esperada del Mercado de activos riesgosos en Chile, se emplea una de las prácticas más habituales, la cual consiste en utilizar los antecedentes brindados por el IPSA, es decir, por el índice de Precios Selectivo por Acciones, donde se cuantifican las variaciones que presentan en sus precios, las 40 compañías que cotizan en la Bolsa de Comercio de Santiago, situación que la potencia a la hora de evaluar los proyectos, ya que considera la volatilidad del mercado accionario. Esto permite establecer el costo de oportunidad, de un potencial inversionista para el parque fotovoltaico, que tiene en el mercado de acciones, una alternativa de inversión de su capital. A modo de información para el lector, las compañías que son consideradas en el indicador son las siguientes:

Tabla 214: Empresas que componen el Índice IPSA (Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago, s.f.)

Nemo	Razón Social	Nemo	Razón Social
AESGENER	AES GENER S.A.	ENTEL	EMP. NACIONAL DE TELECOMUNICACIONES S.A.
AGUAS-A	AGUAS ANDINAS S.A., SERIE A	FALABELLA	S.A.C.I. FALABELLA
ANDINA-B	EMBOTELLADORA ANDINA S.A. SERIE B	FORUS	FORUS S.A.
ANTARCHILE	ANTARCHILE S.A.	IAM	INVERSIONES AGUAS METROPOLITANAS S.A.
BANMEDICA	BANMEDICA S.A.	ILC	INVERSIONES LA CONSTRUCCION S.A.
BCI	BANCO DE CREDITO E INVERSIONES	ITAUCORP	ITAU CORPBANCA
BSANTANDER	BANCO SANTANDER-CHILE	LTM	LATAM AIRLINES GROUP S.A.
CAP	CAP S.A.	MASISA	MASISA S.A.
CCU	COMPANIA CERVECERIAS UNIDAS S.A.	ORO BLANCO	SOCIEDAD DE INVERSIONES ORO BLANCO S.A.
CENCOSUD	CENCOSUD S.A.	PARAUCO	PARQUE ARAUCO S.A.
CHILE	BANCO DE CHILE	QUINENCO	QUINENCO S.A.
CMPC	EMPRESAS CMPC S.A.	RIPLEY	RIPLEY CORP S.A.
COLBUN	COLBUN S.A.	SALFACORP	SALFACORP S.A.
CONCHATORO	VINA CONCHA Y TORO S.A.	SECURITY	GRUPO SECURITY S.A.
COPEC	EMPRESAS COPEC S.A.	SK	SIGDO KOPPERS S.A.
ECL	ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	SM-CHILE B	SOCIEDAD MATRIZ BANCO DE CHILE, SERIE B
EMBONOR-B	COCA-COLA EMBONOR S.A. SERIE "B"	SMSAAM	SOCIEDAD MATRIZ SAAM S.A.
ENELAM	ENEL AMERICAS S.A.	SONDA	SONDA S.A.
ENELCHILE	ENEL CHILE S.A.	SQM-B	SOC QUIMICA MINERA DE CHILE S.A. SERIE B
ENELGXCH	ENEL GENERACION CHILE S.A.	VAPORES	COMPANIA SUD AMERICANA DE VAPORES S.A.

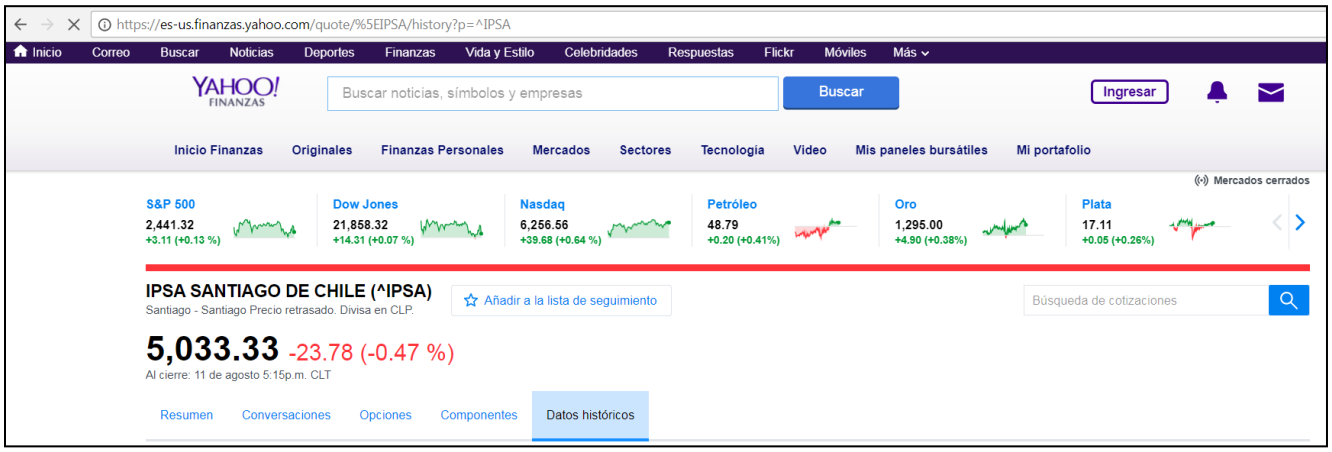
Revisando el listado anterior, se resalta el hecho que para determinar la rentabilidad esperada por empresas, sólo se trabaja con las compañías encerradas en el recuadro rojo, de la tabla anterior, dado que son las que tienen como giro, la generación eléctrica y por ende son las que sirven como referencia, para una empresa que desea entrar a la industria.

De esta forma, al igual que para el caso de la tasa libre de riesgo, se consideran los datos entregados en el sitio web de la Bolsa de Comercio de Santiago, para el período comprendido entre el año 2014 y 2017, lo que es coincidente con el potenciamiento de la generación fotovoltaica en Chile. Es importante destacar, que en el caso de las seis empresas de generación eléctrica, de la Tabla 214, todas presentan meses en que no transaron, por lo que a fin de eliminar posibles errores en el Análisis Estadístico de los datos, dichos períodos son eliminados, en forma particular, para cada caso.

A su vez, con el fin de poder trabajar los datos de una manera directa en Excel, se emplea la herramienta gratuita Yahoo! Finanzas, disponible en el sitio web: **https://es-**

us.finanzas.yahoo.com/quote/%5EIPSA/history?p=^IPSA, desde donde es posible extraer la información, a través de una plataforma de uso muy sencillo e intuitivo.

Figura 55: Interfaz de búsqueda de datos bursátiles de Yahoo Finanzas (Fuente: Yahoo Finanzas, s.f.)



De esta forma, es posible obtener la evolución en la variación del IPSA, en el período antes mencionado, que representa la rentabilidad esperada del mercado. Los resultados obtenidos son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 215: Rentabilidad Esperada del Mercado. Período 2014-2017. (Fuente: Elaboración Propia)

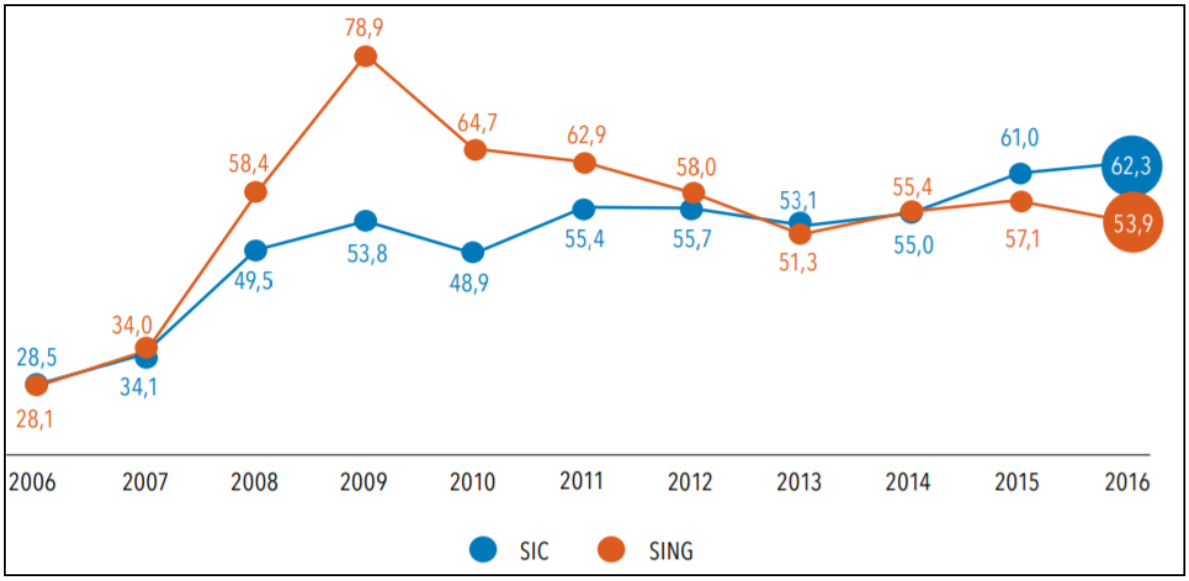
IPSA	
Rentabilidad Esperada mensual:	0,941%
Rentabilidad Esperada anual:	11,294%
Desviación Estándar (Volatilidad):	3,25%

Finalmente, se puede visualizar de los datos estadísticos del IPSA, que la Tasa de rentabilidad esperada del Mercado (E(Rm)) alcanza un valor de 11,294% anual, el cual es empleado posteriormente, en la obtención de la tasa de descuento para la evaluación del proyecto.

9.1.1.3. Estimación del Factor de medida de riesgo no sistemático (β)

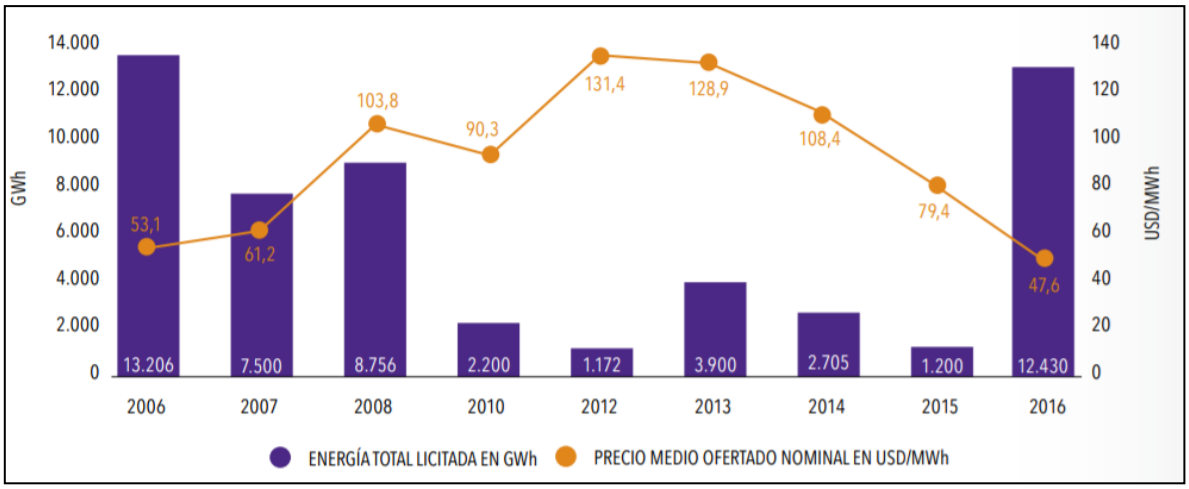
Cuando se habla del riesgo no sistemático, se considera a los factores propios de la Industria y/o del mercado, que crean la incertidumbre en el desarrollo del negocio de una firma y que se traduce en los resultados de su rentabilidad. En el mismo sentido, tal como se menciona en la sección 4.5.1 del Análisis de la Industria, uno de los principales riesgos para los inversionistas son las presiones para la baja en los precios de la energía generada, lo que condiciona la rentabilidad de las empresas del sector, en el largo plazo. De acuerdo a la Institución Generadoras de Chile, la evolución del precio de Mercado Nominal en $/kWh, presenta la siguiente evolución.

Gráfico 43: Evolución Precio Medio de Mercado Nominal entre 2006-2016 en $/kWh
(Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)



Lo anterior, muestra una situación de estabilización en los precios de la industria de la generación, en los últimos años, sin embargo, en la última licitación por suministro de energía a clientes regulados, del año 2016, liderada por el Ministerio de Energía, es posible apreciar una fuerte caída en el precio medio de adjudicación, cayendo desde los 79,4USD/MWh en el año 2015 a 47,6USD/MWh, durante el año recién pasado. Esta tendencia, ratifica lo estudiado en el Análisis de la Industria, mostrando el fruto de la estrategia de la autoridad, en la búsqueda de una mayor competencia en el sector. Lo anterior, se puede apreciar en el siguiente gráfico:

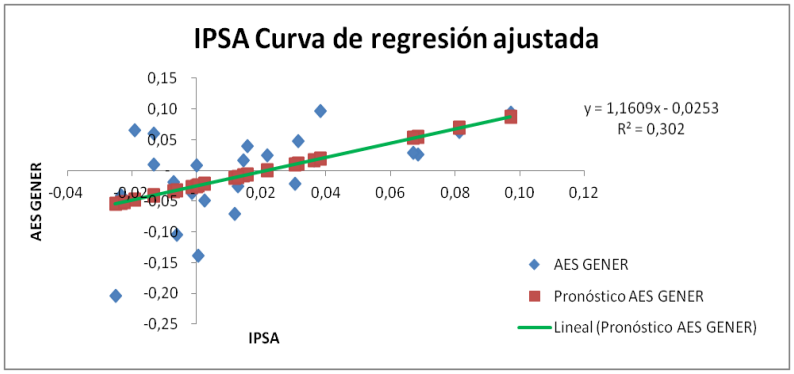
Gráfico 44: Evolución Precios Ofertados en Licitaciones de Energía (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)



Entonces, con todos los antecedentes antes mencionados, se determina el Factor de medida de riesgo no sistemático, a partir de una regresión lineal, considerando un nivel de confianza para la media de 95%, para la rentabilidad esperada, aplicada a cada una de las seis empresas de generación eléctrica, que transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, donde nuevamente se emplea el IPSA como valor de referencia del mercado accionario. Finalmente, con los betas de cada empresa, se realiza simplemente un promedio entre ellos, lo que determina el valor del Beta a emplear en la obtención de la tasa de descuento del proyecto, de acuerdo a la metodología que se presente en los siguientes numerales.

9.1.1.3.1. Beta de AES GENER

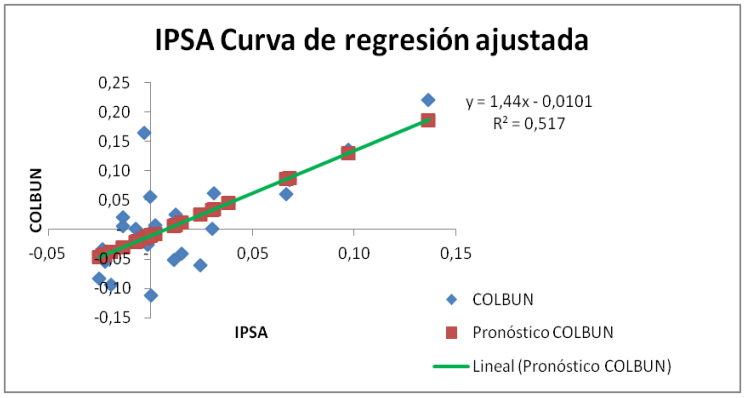
Gráfico 45: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de AES GENER, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)



Como se aprecia en la expresión de la regresión lineal, el coeficiente β alcanza un valor de 1,16, lo que manifiesta que para el potencial inversionista existe un mayor riesgo de invertir en las acciones de AES GENER, que en el resto del mercado accionario. Es decir condiciones propias de la empresa, generan un mayor riesgo para quien decida invertir.

9.1.1.3.2. Beta de COLBUN

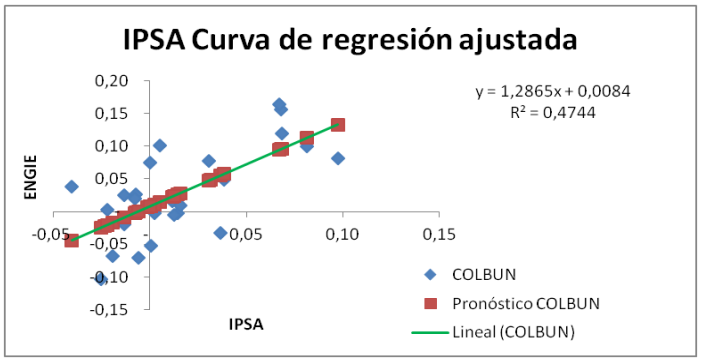
Gráfico 46: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de COLBUN, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)



Una situación similar a la de AES GENER, es la que se aprecia para Colbún, donde el coeficiente β alcanza un valor de 1,44, mostrando nuevamente el alto riesgo de invertir en esta empresa. Esto ratifica las condiciones expuestas anteriormente, fruto de los cambios que existen en la Industria de la generación de energía eléctrica.

9.1.1.3.3. Beta de ENGIE

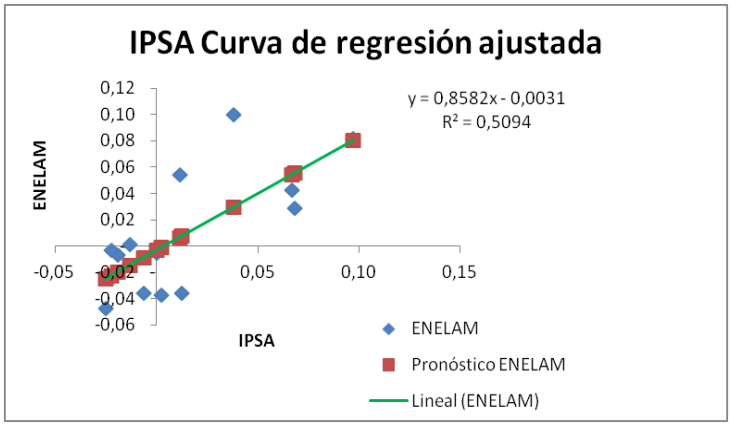
Gráfico 47: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de ENGIE, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)



La situación para Engie, no es muy diferente a la de las compañías que ya han sido estudiadas, toda vez, que a partir de la regresión lineal, se obtiene un factor de riesgo de 1,285, el cual obviamente es mayor que 1; por lo cual también presenta un riesgo mayor para el inversionista que decide invertir en ella.

9.1.1.3.4. Beta de ENELAM

Gráfico 48: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de ENELAM, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)

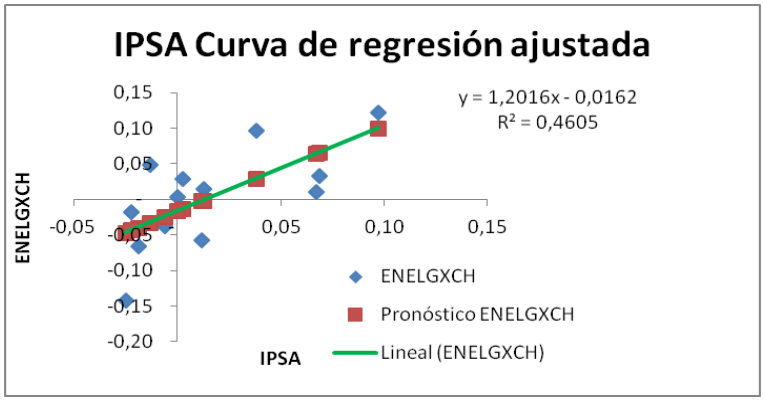


En este caso el valor de Beta obtenido, alcanza los 0,8552, lo cual es auspicioso para el potencial inversionista, ya que como es sabido un beta que presente un nivel inferior

a la unidad, da luces de un riesgo menor que el resto del mercado accionario. Esta condición muestra un estado diferente al de sus competidores en la Industria.

9.1.1.3.5. Beta de ENELGXCH

Gráfico 49: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de ENELGXCH, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)

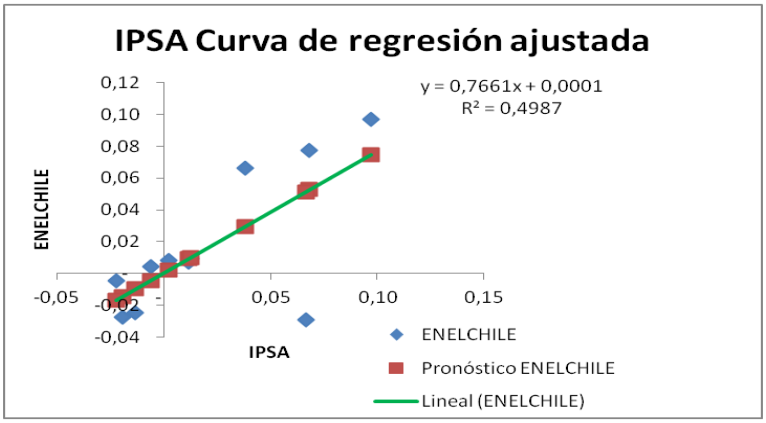


Pese a que se trata de la Compañía Enel, existe una diferencia en el factor de riesgo obtenido en esta empresa, en comparación con ENELAM, ya que en esta firma, el Beta obtenido supera el valor unitario, por lo que se infiere un mayor riesgo, que el propio del mercado. La diferencia puede estar dado el número de carteras en las que participan, estando actualmente ENELAM en 12 y ENELGXCH en 6.

9.1.1.3.6. Beta de ENELCHILE

Para el caso particular de las acciones de ENELCHILE, sólo se cuenta con información desde Agosto de 2016 a la fecha, por lo que todo el análisis está regido bajo ese período.

Gráfico 50: Regresión Lineal para la rentabilidad esperada de ENELCHILE, de acuerdo al comportamiento de IPSA (Fuente: Elaboracion Propia)



Para el código nemotécnico de Enel Generación, se observa un riesgo menor que el del mercado accionario, al obtener un valor del Factor Beta de 0,7661, que es menor a 1.

9.1.1.3.7. Beta del Proyecto

Como se menciona anteriormente, el proceso de obtención del Beta, para el proyecto, simplemente radica en el cálculo de un valor promedio, entre las empresas participantes en la Bolsa de Comercio de Santiago. El resultado de la estimación, se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 216: Obtención de factor de riesgo del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)

Código Nemotécnico	Beta (β)
AES GENER	1,1609
COLBÚN	1,44
ENGIE	1,2865
ENELAM	0,8582
ENELGXCH	1,2016
ENELCHILE	0,7661
Promedio =	1,11888333
Desv. Estándar =	0,23531206

Entonces, el valor β ha emplear en el Estudio Económico y Financiero es de 1,119; mostrando que el riesgo de inversión para los accionistas es alto, al compararlo con la media del mercado, como puede ser el IPSA.

9.1.1.4. Tasa de Costo de oportunidad de los accionistas (Ke)

Empleando la expresión de Ke, presentada en la sección 9.1.1, se puede determinar el valor de la tasa de costo de oportunidad de los accionistas, de la siguiente manera:

$$K_e = R_f + \beta(E(R_m) - R_f = 4{,}47 + 1{,}119 * (11{,}294 - 4{,}47) = 12{,}11\%$$

9.1.1.5. Estados Financieros de las Generadoras Eléctricas

Para completar el estudio de la tasa de descuento a emplear, se continúa analizando a las empresas que participan en la Bolsa de Comercio de Santiago. Entonces, se hace necesario saber cuál es el nivel de Patrimonio, Activos y Pasivos de las compañías y cuál es la tasa de interés, por el concepto de las deudas, que ellas mantienen. Nuevamente, se establece un valor promedio, de los datos obtenidos, los cuales han sido recopilados de los Informes de Estados Financieros Consolidados, correspondientes al período terminado el 30 de Junio de 2017.

Conforme a lo anterior, en la siguiente tabla se muestra un resumen de los principales indicadores del Estado de Situación Financiera de: AES GENER, COLBUN, ENELAM, ENELGXCH y ENGIE. Vale la pena aclarar, que para estimar el valor de la deuda, se considera la tasa de interés, de los Bonos emitidos por las empresas a diferentes entidades Acreedoras, los cuales pueden ser visualizados en los Informes Financieros de cada empresa y son de carácter público y de fácil acceso a través del sitio web, de la Bolsa de Comercio de Santiago. Para el caso de ENELAM, presenta tasas de interés, con diferentes organismos, las cuales son muy variadas, por lo que no se emplean para la obtención de la tasa promedio de costo de la deuda financiera (Kd).

Tabla 217: Estados Financieros Consolidados, al 30 de Junio de 2017 (Fuente: Elaboración Propia)

RAZÓN SOCIAL	AES GENER S.A.	COLBUN S.A.	ENEL AMERICAS S.A.	ENEL GENERACION CHILE S.A.	ENGIE ENERGIA CHILE S.A.
DEUDA (D) (MUS$)	5.368.477	2.940.835	10.194.308	1.448.834.364	1.231.573
PATRIMONIO (P) (MUS$)	2.680.827	3.884.942	7.882.848	1.816.464.025	2.040.277
ACTIVOS (A) (MUS$)	8.049.304	6.825.777	18.077.156	3.265.298.389	3.271.850
D/(D+P)	0,667	0,431	0,564	0,444	0,376
P/(D+P)	0,333	0,569	0,436	0,556	0,624
Tasa de interés (Kd)	8,375%	8,100%	Variada	6,900%	5,625%

Tabla 218: Valores promedios de Estados Financieros, en la Industria de generación Eléctrica (Fuente: Elaboración propia)

	Promedios	Desv. Estandar
D/(D+P)	0,496	0,104993877
P/(D+P)	0,504	0,104993877
Tasa de interés (Kd)	7,250%	1,090%

9.1.1.6. Tasa de descuento para el proyecto

El último aspecto que es necesario considerar para la obtención del WACC es la tasa impositiva, aplicable al proyecto, que obedece a la Ley de Impuesto a la Renta. De esta forma, la tasa a aplicar es de 25% sobre la renta de la compañía.

Con la información recolectada a lo largo de este capítulo, se está en la condición de poder calcular la tasa de descuento, que es empleada para la posterior evaluación del proyecto, de acuerdo a lo siguiente:

$$\mathrm{WACC} = \mathrm{K_d}(1-\mathrm{T}) * \frac{\mathrm{D}}{\mathrm{V}} + \mathrm{K_e} * \frac{\mathrm{P}}{\mathrm{V}} = 0{,}0725 * (1-0{,}25) * 0{,}496 + 0{,}1211 * 0{,}504 = 8{,}8\%$$

Ahora bien, de acuerdo a la Comisión Nacional de Energía (2017), se establece que el valor de la tasa de descuento, para los proyectos de generación de energía eléctrica, que participan en la licitación, por la adjudicación de contratos de suministros por bloques de energía a las empresas distribuidoras, corresponde a un 10%, lo que constituye una tasa más

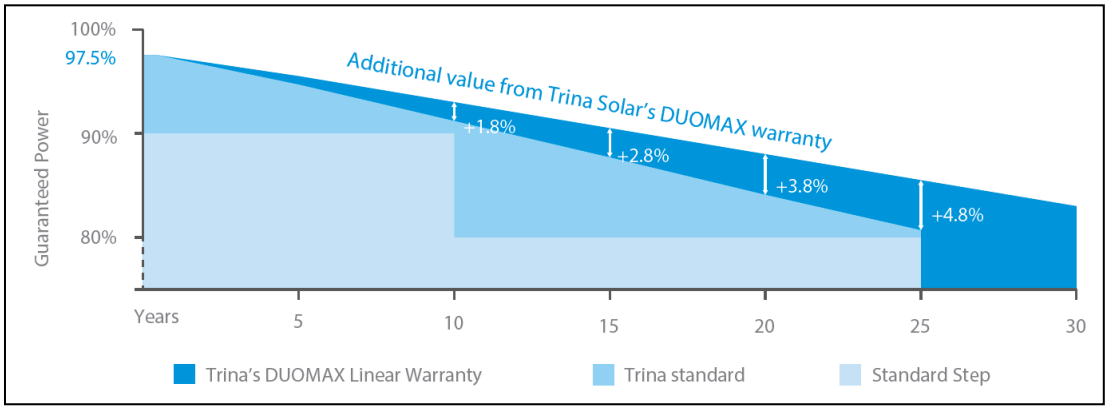
exigente que la calculada por el autor, pero que demuestra que las estimaciones, supuestos y aproximaciones realizadas, han sido correctas.

Finalmente, para fines de la evaluación del proyecto, se utiliza el valor de 10%, en los cálculos que se llevan a cabo.

9.1.2. Criterio para determinar horizonte de evaluación

El criterio empleado para definir el horizonte de evaluación del proyecto, es la cantidad de años, en que se extiende el contrato por el suministro de energía a las empresas distribuidoras, con el fin de abastecer de electricidad a los clientes regulados, correspondientes. De acuerdo a esto, el proyecto es sometido a un análisis de factibilidad en un período de 20 años. Además, esto permite garantizar una potencia de los paneles fotovoltaicos, de alrededor de un 80% de la nominal, luego de transcurridos los veinte años de operación del parque fotovoltaico, de acuerdo a lo presentado por el proveedor Trina Solar.

Gráfico 51: Curva de garantía de desempeño de los paneles fotovoltaicos Trina Solar (Fuente: Trina Solar, s.f.)



9.2. Resumen principales parámetros para la evaluación económica del proyecto.

A lo largo de este capítulo, se han estudiado los principales parámetros, que permiten verificar la rentabilidad del proyecto. De este modo y con la intención de que el lector pueda seguir el desarrollo de los cálculos, presentados en la evaluación económica, es que a continuación, se presenta un resumen de los valores empleados.

Tabla 219: Principales parámetros a emplear en la Evaluación Económica (Fuente: Elaboración propia)

Parámetro	Valor
Tasa de descuento	10%
Costo de la deuda	7,25%
Horizonte del proyecto	20 años

9.3. Evaluación Económica para las diferentes alternativas de conexión

9.3.1. Alternativa 1A: Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV

9.3.1.1. Calendario de inversiones y reinversiones

Las inversiones que se realizan en este proyecto, son consideradas en el año 0, respondiendo al calendario de tareas, presentado en la sección 6.3.4, correspondiente al Programa de Trabajo, para la construcción, adquisición de equipos, pruebas, trámites y puesta en servicio, del parque fotovoltaico y sus instalaciones de Alta, Media y Baja Tensión. Estas inversiones se pueden clasificar como: Activos fijos, activos intangibles y capital de trabajo, considerando éste último, como el monto equivalente a los costos operacionales de tres meses.

Es importante destacar que en este proyecto, no se consideran reinversiones, al menos de los principales equipos del proyecto, que llevan la fuerza del capital. El motivo, es que se asume un criterio conservador en el dimensionamiento de la planta, justificado en el hecho que las concesionarias de distribución eléctrica, como son Emelari y Eliqsa, alcanzan su demanda máxima hacia el año 2027 y si se considera que el parque fotovoltaico, comienza su operación al año 2023, significa que alcanzando el segundo año de negocio, debe comenzar nuevamente con el proceso de adquisición y montaje de los equipos complementarios, de forma de obtener el nivel de capacidad acorde con el aumento de la demanda energética (se consideran 18 meses de plazo, entre la entrega de los nuevos activos y su puesta en servicio), pensando que los estudios y documentación requeridos para la ampliación del parque, ya han sido gestionados y aprobados por la autoridad, durante el año 0 del proyecto. Además, aspectos como los costos por terreno, excavaciones, fundaciones, obras civiles, la línea de transmisión y el acondicionamiento de las

Subestaciones de Salida y llegada, entre otros, han sido considerados en el proyecto original, es decir los temas de construcción se encuentran resueltos, desde el año cero. Con lo anterior, la única eventual reinversión que puede ocurrir, guarda relación con los nuevos equipos y su montaje, lo cual se encuentra sometido a un riesgo, que es consecuencia de fluctuaciones en el tipo de cambio.

Por todo lo expuesto, el proyecto considera la inversión, de acuerdo a la demanda máxima de energía, desde su entrada en operación.

Otros elementos como pueden ser computadoras, camionetas, impresoras, entre otros, son absorbidos en los ítems: "Varios" e "Imprevistos" y además se espera que no influyan en gran manera, en la factibilidad del proyecto, dada las magnitudes de inversión, que éste maneja.

Un aspecto importante a destacar, es que el monto de las inversiones que acá se presentan, son coherentes con la explicación dada en la sección 6.3.3, es decir que se contempla la ponderación de los egresos, de acuerdo al nivel de potencia del parque, usando como referencia los datos entregados por la Comisión Nacional de Energía (2016), de forma de familiarizar al lector con las cifras de acuerdo a los diferentes hitos que contempla el proyecto. No obstante, dado que durante el presente año, ha surgido una actualización, de los montos unitarios de inversión, es decir US$/kW instalados, presentada en la Resolución Exenta N°69, del 06 de Febrero de 2017, donde se aprueba "Informe de Costos de Tecnologías de Generación", de Enero de 2017 (Comisión Nacional de Energía, 2017), es que estos nuevos valores, son empleados en el Análisis de Sensibilidad del Proyecto, los que finalmente dan cuenta de la Rentabilidad real del proyecto.

Aclarada las condiciones de la evaluación, a continuación se presentan una serie de tablas, donde se hace la distinción de los desembolsos, para cada una de las adquisiciones mencionadas.

Tabla 220: Activos Fijos. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Fijos	PV Fijo
Modulos Fotovoltaicos	8.930.000
Inversores	2.014.000
Transformadores	
Seguidores	0
Sistema SS/AA	33.778
Sistema Colector MT	740.169
Sistema de Control y Comuniaciones	89.300
Sistema de Protección Eléctrica Central	44.650
Estación meteorológica	2.111
Transformador Elevador	363.504
Instalación de faenas	2.111
Excavaciones	10.036.999
Fundaciones	54.464
Caminos internos y urbanización	86.029
Obras menores, edificios y cierre perimetral	54.983
Transporte equipamiento principal	107.978
Montaje equipamiento principal	161.292
Costos indirectos construcción como % del costo directo	2.100.771
Gastos generales de construcción como % del costo directo	1.050.386
Suministro Subestacion Salida	103.015
Construccion y Montaje Subestacion Salida	112.313
Suministro LAT	185.147
Construccion y Montaje LAT	627.148
Suministro Paño Subestacion de Conexión	125.117
Construccion y Montaje Subestacion Existente Llegada	136.410
- Costo terreno central fotovoltaica en Cerro Visa Faro	425.922

Tabla 221: Activos Intangibles. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Intangibles	PV Fijo
- Ingeniería para EIA	65.887
- Ingeniería básica para licitación	63.828
- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	355.788
- Estudio Impacto ambiental	82.358
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico,aire)	44.165
Derechos de internación	0
Seguros Generales	56.311
- Servidumbres Líneas de Alta Tensión	59.280
Compensaciones a la comunidad	10.556
Gastos de puesta en marcha	126.667
Varios	47.591
imprevistos	4.275.004

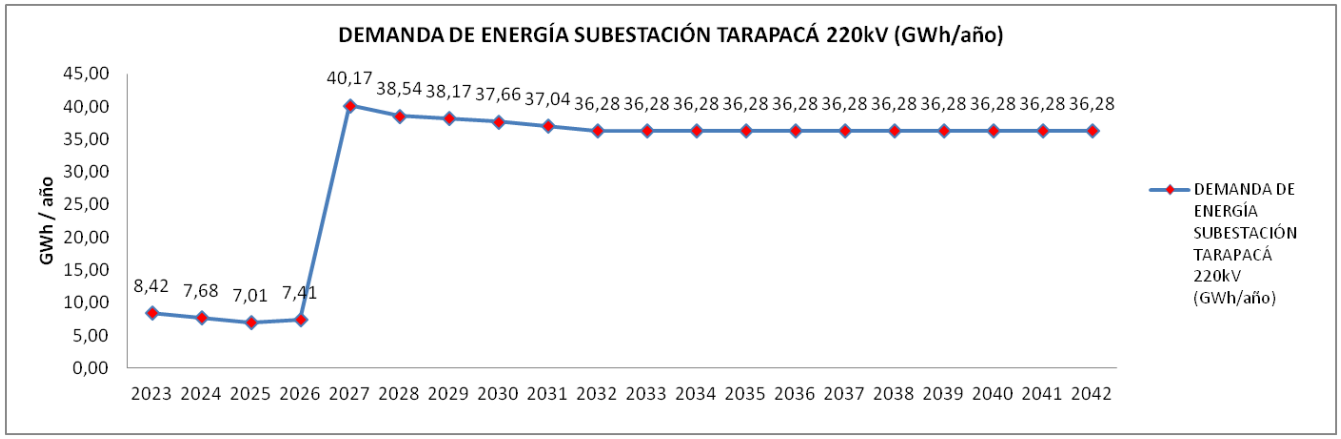
Tabla 222: Capital de Trabajo. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Capital de Trabajo	PV Fijo
Inversión Capital de Trabajo	81.938

9.3.1.2. Calendario de Montos de Ingresos

De acuerdo con el Estudio de Mercado realizado en esta memoria, para los clientes regulados, que reciben su energía desde las distribuidoras Emelari y Eliqsa y cuyo punto de compra de energía es en la Subestación Tarapacá 220kV, se espera que la demanda energética, presente una evolución, de acuerdo a lo manifestado en el siguiente gráfico:

Gráfico 52: Proyección de demanda energética de clientes regulados, Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración propia)



Ahora bien, conociendo el nivel de producción de la planta, se debe establecer el precio al que se considera vender la energía. Para lo anterior, se estudia el valor histórico ofertado, en las licitaciones de energía, entre los años 2006 y 2016, presentado en el Gráfico 44, desde donde se obtiene un valor promedio de 89,34 [US$/MWh], con una desviación estándar de 29,54 [US$/MWh].

Entonces, empleando las cifras promedio anteriores y una vez establecido el nivel de ventas, de acuerdo con el Gráfico 52, se tiene el siguiente flujo de ingresos.

Tabla 223: Ingresos operacionales anuales, en dólares. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
Ingresos por venta	$ 752.406	$ 686.246	$ 626.368	$ 662.118	$ 3.588.547
Total Ingresos	$ 752.406	$ 686.246	$ 626.368	$ 662.118	$ 3.588.547

	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032
Ingresos por venta	$ 3.443.491	$ 3.409.854	$ 3.364.652	$ 3.308.942	$ 3.241.668
Total Ingresos	$ 3.443.491	$ 3.409.854	$ 3.364.652	$ 3.308.942	$ 3.241.668

	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037
Ingresos por venta	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668
Total Ingresos	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668

	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668
Total Ingresos	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668

Pese a lo calculado, es necesario considerar la desviación estándar en el precio, como una medida de la volatilidad de los ingresos proyectados. Lo anterior, se presenta en la sección de análisis de sensibilidad del proyecto, desde donde se establece la condición final de riesgo del proyecto.

9.3.1.3. Calendario de Montos de Egresos

Dentro de los costos que presenta un proyecto, se pueden establecer aquellos que son dependientes del nivel de producción, denominados costos variables y aquellos que no dependen de éste, denominados fijos. De acuerdo a esto, a continuación se analizan los costos asociados al parque fotovoltaico en estudio.

9.3.1.3.1. Costos Variables

"De acuerdo a la normativa que rige el mercado eléctrico, las empresas deben declarar sus costos variables para efectos de determinar el despacho óptimo, labor que efectúa el Coordinador Eléctrico Nacional" (Comisión Nacional de Energía, 2017). Los costos variables que presentan las generadoras, van vinculadas al nivel de producción de energía de éstas y se pueden clasificar en combustibles o no combustibles, existiendo en los primeros un consumo de este insumo para generar, como es el caso de las centrales

térmicas convencionales. Para el caso de los costos variables no combustibles, la atención se centra en otros insumos como son: "agua, aceite, filtros, etc, inspecciones, repuestos, entre otros, siempre que estos se puedan considerar dependientes del nivel de generación de la central" (Comisión Nacional de Energía, 2017).

De esta forma la CNE, ha fijado la fórmula que a continuación se muestra, que permite estimar los costos variables de una planta generadora.

$$CE_i = (\mathrm{C}_{\mathrm{i}}^{\mathrm{Comb}} \times \mathrm{C}^{\mathrm{esp}} + CVnC) \times E_i$$

Donde:

CE_i: Costo Variable por generación de energía en el período i-ésimo

$\mathrm{C}_{\mathrm{i}}^{\mathrm{Comb}}$: Costo de combustible en el período i-ésimo

$\mathrm{C}^{\mathrm{esp}}$: Consumo específico de la unidad generadora

CVnC: Costo variable no combustible de la unidad generadora

E_i : Energía producida en el período i-ésimo

De acuerdo a lo anterior, se puede destacar que en la planta fotovoltaica no existe consumo de combustible relacionado directamente con la producción de energía, por lo que la variable $\mathrm{C}^{\mathrm{esp}}$ tiene un valor cero para el proyecto.

Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía (2017) entrega los costos asociados a consumos no combustibles, referentes a las distintas tecnologías de generación, los cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 224: Costo Variable no combustible, medido en US$/MWh (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Tecnología	Costo Var. No Comb. (US$/MWh)
Térmica a Carbón	2,0
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	3,5
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	3,0
Térmica Diésel – Turbina a Gas Dual	3,5 – 10,0
Térmica Diésel – Grupos Motor-Generador	3,5 – 10,0
Eólica	-
Solar Fotovoltaica	-
Solar Térmica (Concentración)	-
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	3,0
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	3,0
Hidráulica de Embalse	3,0
Térmica a Biomasa	5,0 – 15,0
Térmica a Biogás	9,0 – 15,0
Geotérmica	2,0

De acuerdo a lo plasmado en la tabla anterior, es posible establecer que el costo variable de tipo no combustible, para el parque fotovoltaico en cuestión, es cero.

De esta forma, la administradora del parque fotovoltaico, no debe realizar egresos por conceptos de costos variables, en cada uno de los períodos de facturación.

9.3.1.3.2. Costos Fijos

Corresponden a los desembolsos que la generadora debe realizar, con el fin de mantener la correcta operación de la planta, no teniendo relación directa con la cantidad de energía generada. Dentro de esta categoría, la CNE, establece que se pueden considerar aspectos tales como: sueldos, contratos de mantenimiento, etc.

"De manera referencial para las distintas tecnologías se ha determinado un porcentaje del valor de inversión que representa los costos fijos de cada central" (Comisión Nacional de Energía, 2017). Estos valores se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 225: Costos fijos por tecnología, como porcentaje de la inversión (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Tecnología	Costo Fijos (% valor de inversión)
Térmica a Carbón	1% - 3%
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	1% - 2%
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	1%
Térmica Diésel – Turbina a Gas Dual	1% - 2%
Térmica Diésel – Grupos Motor-Generador	1% - 2
Eólica	1% - 3%
Solar fotovoltaica	1% - 2%
Solar Térmica (Concentración)	1%
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	1%
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	1%
Hidráulica de Embalse	1%
Térmica a Biomasa	3% - 4%
Térmica a Biogás	3% - 4%
Geotérmica	1% - 2%

En la sección de Análisis de Remuneraciones y sus proyecciones, más específicamente, en la Tabla 209, se presentan los pagos a realizar a cada colaborador.

Entonces, si se considera un costo anual por remuneración, de US$ 288.000 y se estima que el total de costos fijos debe ser de alrededor de 1% de la inversión total, se puede establecer un egreso, que el autor denomina como Otros Costos Fijos, los cuales en el primer año alcanzan los US$39.750. Por simplicidad este valor se mantiene para el período de operación de la planta, siendo sólo ajustado al igual que en el caso de las remuneraciones por un factor de 1,03; que representa la inflación esperada de 3% de cada año.

De esta forma, el flujo de egresos, para la planta fotovoltaica que se conecta a la Subestación Tarapacá 220kV es el siguiente:

Tabla 226: Egresos anuales,en dólares. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
Remuneraciones	$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147
Otros Costos Fijos	$ 39.750	$ 40.943	$ 42.171	$ 43.436	$ 44.739
Total Egresos	$ 327.750	$ 337.583	$ 347.710	$ 358.142	$ 368.886

	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032
Remuneraciones	$ 333.871	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775
Otros Costos Fijos	$ 46.081	$ 47.464	$ 48.888	$ 50.354	$ 51.865
Total Egresos	$ 379.952	$ 391.351	$ 403.092	$ 415.184	$ 427.640

	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037
Remuneraciones	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619	$ 422.938	$ 435.626
Otros Costos Fijos	$ 53.421	$ 55.024	$ 56.674	$ 58.375	$ 60.126
Total Egresos	$ 440.469	$ 453.683	$ 467.294	$ 481.312	$ 495.752

	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Remuneraciones	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 61.930	$ 63.788	$ 65.701	$ 67.672	$ 69.702
Total Egresos	$ 510.624	$ 525.943	$ 541.721	$ 557.973	$ 574.712

9.3.1.4. Depreciaciones

El Servicio de Impuestos Internos (SII), entrega la vida útil para los equipos empleados en Sistemas de Generación y transmisión, los cuales alcanzan en promedio los 10 años. Sin embargo, este hecho es sólo empleado con fines tributarios y no representan necesariamente la obsolescencia del equipo, por lo que en este proyecto no se considera reinversiones. Lo anterior, se justifica de acuerdo a lo observado en las diferentes instalaciones, tanto del SIC como del SING, sumado a las garantías entregadas por los fabricantes de los mencionados equipos. De hecho, empresas como Colbún, presentan en su Informe de Estados Financieros Consolidados (COLBUN, 2017), un listado con las vidas útiles esperadas, por tipo de central, donde se aprecia que estos valores son diferentes a la información presentada por el SII. La tabla originada por la institución de gobierno antes mencionada, se puede observar en el Anexo, de esta memoria.

Complementando lo expuesto, se puede indicar que conforme a la naturaleza de los activos y el nivel de operación al que están expuestos a lo largo de su vida, el cual se supone relativamente constante, es que se emplea la depreciación lineal.

Tabla 227: Vidas útiles Propiedades, planta y equipos (COLBUN, 2017)

Clases de centrales	Intervalo de años de vida útil estimada	Vida útil remanente promedio años
Instalaciones de generación		
Centrales hidraúlicas		
Obra civil	30 - 60	32
Equipo electromecánico	20 - 60	36
Centrales térmicas		
Obra civil	20 - 50	27
Equipo electromecánico	20 - 35	21

Respecto al criterio empleado para realizar la depreciación en la propiedad, planta y equipos, se sigue la idea de ENGIE (2017), donde se manifiesta que el costo a ser considerado, "incluye todos los gastos que han sido atribuidos directamente a la adquisición del activo" ENGIE (2017). Por su parte, "el costo de activos autoconstruidos incluye el costo de los materiales, mano de obra directa y cualquier otro costo directamente atribuible al proceso de hacer que el activo sea apto para su operación", ENGIE (2017). A su vez, no se considera el terreno, asignándole una vida útil infinita. De esta forma, los costos por excavaciones, fundaciones, obras menores, construcción y montaje de Subestación de Salida, construcción y montaje de la línea de Alta Tensión (LAT), la construcción y montaje de la Subestación Existente de Llegada, son considerados bajo el concepto de Obras Civiles y por ende se le atribuye la vida útil respectiva, es decir 20 años. A su vez, coherente con lo descrito, se descarta del proceso de depreciación los costos y gastos Indirectos de Construcción y Montaje, de la Tabla 220.

Entonces, en la siguiente tabla, se establecen las vidas útiles contables para los Activos del Proyecto.

Tabla 228: Cuadro de vida útil de activos, Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Activos Fijos	Valor	Nueva Vida Útil Normal	Depreciación lineal
Modulos Fotovoltaicos	8.930.000	10	893000
Inversores	2.014.000	10	201400
Transformadores			
Seguidores	0	10	0
Sistema SS/AA	33.778	10	3378
Sistema Colector MT	740.169	10	74017
Sistema de Control y Comuniaciones	89.300	10	8930
Sistema de Protección Eléctrica Central	44.650	10	4465
Estación meteorológica	2.111	10	211
Transformador Elevador	363.504	10	36350
Transporte equipamiento principal	107.978	10	10798
Montaje equipamiento principal	161.292	10	16129
Instalación de faenas	2.111	20	106
Excavaciones	10.036.999	20	501850
Fundaciones	54.464	20	2723
Caminos internos y urbanización	86.029	20	4301
Obras menores, edificios y cierre perimetral	54.983	20	2749
Suministro Subestacion Salida	103.015	20	5151
Construccion y Montaje Subestacion Salida	112.313	20	5616
Suministro LAT	185.147	20	9257
Construccion y Montaje LAT	627.148	20	31357
Suministro Paño Subestacion de Conexión	125.117	20	6256
Construccion y Montaje Subestacion Existente Llegada	136.410	20	6821
Total	24.010.516		

Con la información anterior, es posible presentar la siguiente tabla de depreciación de los activos, en el período de operación, de acuerdo a su vida útil y considerando linealidad en su deterioro.

Tabla 229: Cuadro de depreciación de activos, en dólares. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026
Depreciación		$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865
Vt	$ 24.010.516	$ 22.185.652	$ 20.360.787	$ 18.535.922	$ 16.711.057

	Año 2027	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031
Depreciación	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865
Vt	$ 14.886.192	$ 13.061.327	$ 11.236.462	$ 9.411.597	$ 7.586.732

	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036
Depreciación	$ 1.824.865	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187
Vt	$ 5.761.867	$ 5.185.680	$ 4.609.494	$ 4.033.307	$ 3.457.120

	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Depreciación	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187
Vt	$ 2.880.934	$ 2.304.747	$ 1.728.560	$ 1.152.373	$ 576.187	$ 0

9.3.1.5. Análisis de Proyecto puro

9.3.1.5.1. Escudo Fiscal

El escudo fiscal, es una herramienta que permite rebajar la base imponible. De esta forma, se puede obtener este beneficio tributario a partir de dos opciones: la primera es mediante la depreciación de los activos, donde en cada período de uso de éstos, se va disminuyendo el monto sujeto a impuestos, hasta que el equipo completa su vida útil contable. La segunda opción de reducción, sucede en el caso que la compañía presente períodos con pérdidas, en cuyo caso se descuenta de la base imponible del siguiente período. Esta situación, se presenta en el Flujo de caja, de la sección 9.3.1.5.3.

9.3.1.5.2. Ventas de Activos

Este proyecto no contempla la venta de activos, de hecho continúa con los equipos depreciados al año 10, bajo un régimen de operación, hasta llegar al año 2042 y no se realiza reemplazo de éstos.

9.3.1.5.3. Flujo de caja puro

Para el caso del parque fotovoltaico con conexión a la Subestación Tarapacá 220kV, basado en paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, se tiene que el flujo de caja para el horizonte de vida de 20 años, es el que se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 230: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 752.406	$ 686.246	$ 626.368	$ 662.118	$ 3.588.547	$ 3.443.491
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 39.750	$ 40.943	$ 42.171	$ 43.436	$ 44.739	$ 46.081
Margen operacional		$ 424.656	$ 348.663	$ 278.658	$ 303.977	$ 3.219.661	$ 3.063.538
Depreciación		$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865
Pérdida del ejercicio anterior			$ 1.400.209	$ 2.876.411	$ 4.422.618	$ 5.943.506	$ 4.548.709
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		-$ 1.400.209	-$ 2.876.411	-$ 4.422.618	-$ 5.943.506	-$ 4.548.709	-$ 3.310.036
Impuesto 1° categoría (25%)		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos		-$ 1.400.209	-$ 2.876.411	-$ 4.422.618	-$ 5.943.506	-$ 4.548.709	-$ 3.310.036
Valor Libro							
Depreciación		$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865
Pérdida del ejercicio anterior			$ 1.400.209	$ 2.876.411	$ 4.422.618	$ 5.943.506	$ 4.548.709
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo	$ 27.587.595						
Inversión Capital de Trabajo	$ 81.938						
Inversión Intangible	$ 5.187.434						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	-$ 32.856.967	$ 424.656	$ 348.663	$ 278.658	$ 303.977	$ 3.219.661	$ 3.063.538
Flujo actualizado	-$ 32.856.967	$ 386.051	$ 288.152	$ 209.360	$ 207.620	$ 1.999.156	$ 1.729.287
VAN acumulado	-$ 32.856.967	-$ 32.470.917	-$ 32.182.765	-$ 31.973.405	-$ 31.765.785	-$ 29.766.629	-$ 28.037.341

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 3.409.854	$ 3.364.652	$ 3.308.942	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 47.464	$ 48.888	$ 50.354	$ 51.865	$ 53.421	$ 55.024	$ 56.674
Margen operacional	$ 3.018.503	$ 2.961.560	$ 2.893.758	$ 2.814.028	$ 2.801.199	$ 2.787.985	$ 2.774.374
Depreciación	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187
Pérdida del ejercicio anterior	$ 3.310.036	$ 2.116.398	$ 979.703	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 2.116.398	-$ 979.703	$ 89.190	$ 989.163	$ 2.225.012	$ 2.211.798	$ 2.198.188
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ 22.298	$ 247.291	$ 556.253	$ 552.950	$ 549.547
Utilidad Después de Impuestos	-$ 2.116.398	-$ 979.703	$ 66.893	$ 741.872	$ 1.668.759	$ 1.658.849	$ 1.648.641
Valor Libro							
Depreciación	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187
Pérdida del ejercicio anterior	$ 3.310.036	$ 2.116.398	$ 979.703	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 3.018.503	$ 2.961.560	$ 2.871.460	$ 2.566.737	$ 2.244.946	$ 2.235.035	$ 2.224.828
Flujo actualizado	$ 1.548.969	$ 1.381.590	$ 1.217.780	$ 989.588	$ 786.840	$ 712.151	$ 644.453
VAN acumulado	-$ 26.488.372	-$ 25.106.782	-$ 23.889.003	-$ 22.899.414	-$ 22.112.574	-$ 21.400.423	-$ 20.755.970

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 58.375	$ 60.126	$ 61.930	$ 63.788	$ 65.701	$ 67.672	$ 69.702
Margen operacional	$ 2.760.356	$ 2.745.916	$ 2.731.044	$ 2.715.725	$ 2.699.947	$ 2.683.695	$ 2.666.956
Depreciación	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	$ 2.184.169	$ 2.169.730	$ 2.154.857	$ 2.139.538	$ 2.123.760	$ 2.107.508	$ 2.090.769
Impuesto 1° categoría (25%)	$ 546.042	$ 542.432	$ 538.714	$ 534.885	$ 530.940	$ 526.877	$ 522.692
Utilidad Después de Impuestos	$ 1.638.127	$ 1.627.297	$ 1.616.143	$ 1.604.654	$ 1.592.820	$ 1.580.631	$ 1.568.077
Valor Libro							$ 0
Depreciación	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							$ 81.938
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 2.214.313	$ 2.203.484	$ 2.192.329	$ 2.180.840	$ 2.169.007	$ 2.156.818	$ 2.226.201
Flujo actualizado	$ 583.098	$ 527.497	$ 477.115	$ 431.468	$ 390.115	$ 352.657	$ 330.911
VAN acumulado	-$ 20.172.872	-$ 19.645.375	-$ 19.168.261	-$ 18.736.793	-$ 18.346.678	-$ 17.994.021	-$ 17.663.110

9.3.1.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 231: Indicadores proyecto puro. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 17.663.110
TIR	2%
Payback	No se logra

De acuerdo a los valores de los indicadores, se evidencia que un proyecto con un nivel de inversión tan alto, como el que se plantea y que además es financiado sólo con capital propio no resulta rentable. Lo anterior, es el resultado de un escenario base, el cual es sometido a un análisis de sensibilidad, que es presentado más adelante.

9.3.1.6. Análisis de Proyecto Financiado

En este análisis de financiamiento del proyecto, se consideran las mismas condiciones que en el caso del proyecto solventado únicamente con patrimonio, es decir,

aspectos como la venta de activos y su depreciación, ingresos por venta de energía y costos, son abordados de la misma manera que en el caso anterior.

9.3.1.6.1. Amortización e intereses

Para esta sección se emplea los datos de la Tabla 219, es decir una tasa de interés de 7,25%, cuyo valor representa un promedio de los costos de las deudas, para proyectos de empresas generadoras que transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, de acuerdo a la explicación presentada en la sección 9.1.1.5: Estados Financieros de las Generadoras Eléctricas.

De acuerdo a lo anterior y considerando un financiamiento de un 80% de la inversión total del proyecto, para un horizonte de 20 años, es posible apreciar la evolución de la amortización y del pago de intereses, asociados al crédito solicitado.

Tabla 232: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Año	Vt	Interés	Amortización	Cuota
0	$26.285.574	7,25%		20
1	$25.661.690	$1.905.704	$623.884	$2.529.588
2	$24.992.574	$1.860.473	$669.115	$2.529.588
3	$24.274.948	$1.811.962	$717.626	$2.529.588
4	$23.505.294	$1.759.934	$769.654	$2.529.588
5	$22.679.840	$1.704.134	$825.454	$2.529.588
6	$21.794.540	$1.644.288	$885.300	$2.529.588
7	$20.845.056	$1.580.104	$949.484	$2.529.588
8	$19.826.735	$1.511.267	$1.018.321	$2.529.588
9	$18.734.585	$1.437.438	$1.092.150	$2.529.588
10	$17.563.254	$1.358.257	$1.171.331	$2.529.588
11	$16.307.002	$1.273.336	$1.256.252	$2.529.588
12	$14.959.672	$1.182.258	$1.347.330	$2.529.588
13	$13.514.660	$1.084.576	$1.445.012	$2.529.588
14	$11.964.885	$979.813	$1.549.775	$2.529.588
15	$10.302.751	$867.454	$1.662.134	$2.529.588
16	$8.520.113	$746.949	$1.782.639	$2.529.588
17	$6.608.233	$617.708	$1.911.880	$2.529.588
18	$4.557.742	$479.097	$2.050.491	$2.529.588
19	$2.358.590	$330.436	$2.199.152	$2.529.588
20	$0	$170.998	$2.358.590	$2.529.588

9.3.1.6.2. Escudo Fiscal

Además de los tópicos tratados en el proyecto de inversión sin financiamiento, empleados como Escudos Fiscales, que permiten rebajar los montos imponibles, se debe considerar para el caso de adquirir una deuda, el pago de los intereses que ésta genera y que deben ser incluidos en el flujo de caja del proyecto, dentro de las Utilidades antes de impuestos, lo que origina una variación en este resultado, pudiendo provocar cambios en el ítem de pérdida del Ejercicio anterior, para el siguiente período del flujo, lo que nuevamente permite rebajar el monto imponible. Esta situación, se presenta en el Flujos de caja, de la sección 9.3.1.6.3.

9.3.1.6.3. Flujo de caja con financiamiento

Tabla 233: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 752.406	$ 686.246	$ 626.368	$ 662.118	$ 3.588.547	$ 3.443.491
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Costos operacionales totales		$ 39.750	$ 40.943	$ 42.171	$ 43.436	$ 44.739	$ 46.081
Margen operacional		$ 424.656	$ 348.663	$ 278.658	$ 303.977	$ 3.219.661	$ 3.063.538
Depreciación		$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865
Pérdida del ejercicio anterior			$ 3.305.913	$ 6.642.587	$ 10.000.756	$ 13.281.578	$ 13.590.915
Interés CP							
Interés LP		$ 1.905.704	$ 1.860.473	$ 1.811.962	$ 1.759.934	$ 1.704.134	$ 1.644.288
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		-$ 3.305.913	-$ 6.642.587	-$ 10.000.756	-$ 13.281.578	-$ 13.590.915	-$ 13.996.530
Impuesto 1° categoría (25%)		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos		-$ 3.305.913	-$ 6.642.587	-$ 10.000.756	-$ 13.281.578	-$ 13.590.915	-$ 13.996.530
Valor Libro							
Depreciación		$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865
Pérdida del ejercicio anterior			$ 3.305.913	$ 6.642.587	$ 10.000.756	$ 13.281.578	$ 13.590.915
Amortización CP							
Amortización LP		$ 623.884	$ 669.115	$ 717.626	$ 769.654	$ 825.454	$ 885.300
Inversión Activo Fijo	$ 27.587.595						
Inversión Capital de Trabajo	$ 81.938						
Inversión Intangible	$ 5.187.434						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP	$ 26.285.574						
Flujo de Caja	-$ 6.571.393	-$ 2.104.932	-$ 2.180.925	-$ 2.250.930	-$ 2.225.611	$ 690.073	$ 533.950
Flujo actualizado	-$ 6.571.393	-$ 1.913.575	-$ 1.802.417	-$ 1.691.157	-$ 1.520.122	$ 428.481	$ 301.401
VAN acumulado	-$ 6.571.393	-$ 8.484.968	-$ 10.287.385	-$ 11.978.542	-$ 13.498.665	-$ 13.070.183	-$ 12.768.782

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 3.409.854	$ 3.364.652	$ 3.308.942	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Costos operacionales totales	$ 47.464	$ 48.888	$ 50.354	$ 51.865	$ 53.421	$ 55.024	$ 56.674
Margen operacional	$ 3.018.503	$ 2.961.560	$ 2.893.758	$ 2.814.028	$ 2.801.199	$ 2.787.985	$ 2.774.374
Depreciación	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187
Pérdida del ejercicio anterior	$ 13.996.530	$ 14.382.997	$ 14.757.568	$ 15.126.113	$ 15.495.207	$ 14.543.531	$ 13.513.990
Interés CP							
Interés LP	$ 1.580.104	$ 1.511.267	$ 1.437.438	$ 1.358.257	$ 1.273.336	$ 1.182.258	$ 1.084.576
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 14.382.997	-$ 14.757.568	-$ 15.126.113	-$ 15.495.207	-$ 14.543.531	-$ 13.513.990	-$ 12.400.379
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos	-$ 14.382.997	-$ 14.757.568	-$ 15.126.113	-$ 15.495.207	-$ 14.543.531	-$ 13.513.990	-$ 12.400.379
Valor Libro							
Depreciación	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 1.824.865	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187
Pérdida del ejercicio anterior	$ 13.996.530	$ 14.382.997	$ 14.757.568	$ 15.126.113	$ 15.495.207	$ 14.543.531	$ 13.513.990
Amortización CP							
Amortización LP	$ 949.484	$ 1.018.321	$ 1.092.150	$ 1.171.331	$ 1.256.252	$ 1.347.330	$ 1.445.012
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 488.915	$ 431.972	$ 364.170	$ 284.440	$ 271.611	$ 258.397	$ 244.786
Flujo actualizado	$ 250.891	$ 201.518	$ 154.444	$ 109.664	$ 95.198	$ 82.333	$ 70.906
VAN acumulado	-$ 12.517.892	-$ 12.316.374	-$ 12.161.930	-$ 12.052.266	-$ 11.957.068	-$ 11.874.735	-$ 11.803.829

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Costos operacionales totales	$ 58.375	$ 60.126	$ 61.930	$ 63.788	$ 65.701	$ 67.672	$ 69.702
Margen operacional	$ 2.760.356	$ 2.745.916	$ 2.731.044	$ 2.715.725	$ 2.699.947	$ 2.683.695	$ 2.666.956
Depreciación	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187
Pérdida del ejercicio anterior	$ 12.400.379	$ 11.196.023	$ 9.893.747	$ 8.485.840	$ 6.964.009	$ 5.319.346	$ 3.542.274
Interés CP							
Interés LP	$ 979.813	$ 867.454	$ 746.949	$ 617.708	$ 479.097	$ 330.436	$ 170.998
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 11.196.023	-$ 9.893.747	-$ 8.485.840	-$ 6.964.009	-$ 5.319.346	-$ 3.542.274	-$ 1.622.503
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos	-$ 11.196.023	-$ 9.893.747	-$ 8.485.840	-$ 6.964.009	-$ 5.319.346	-$ 3.542.274	-$ 1.622.503
Valor Libro							$ 0
Depreciación	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187	$ 576.187
Pérdida del ejercicio anterior	$ 12.400.379	$ 11.196.023	$ 9.893.747	$ 8.485.840	$ 6.964.009	$ 5.319.346	$ 3.542.274
Amortización CP							
Amortización LP	$ 1.549.775	$ 1.662.134	$ 1.782.639	$ 1.911.880	$ 2.050.491	$ 2.199.152	$ 2.358.590
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 230.768	$ 216.328	$ 201.456	$ 186.137	$ 170.359	$ 154.107	$ 137.368
Flujo actualizado	$ 60.768	$ 51.787	$ 43.843	$ 36.826	$ 30.641	$ 25.198	$ 20.419
VAN acumulado	-$ 11.743.060	-$ 11.691.273	-$ 11.647.430	-$ 11.610.604	-$ 11.579.964	-$ 11.554.766	-$ 11.534.347

9.3.1.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 234: Indicadores proyecto financiado con crédito. Alternativa 1A - Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 11.534.347
Payback	No se logra

De acuerdo a los valores de los indicadores, se evidencia que si bien mejora el VAN, respecto al proyecto sin financiamiento, éste aún continúa sin rentabilidad, por lo que nuevamente, bajo las condiciones del escenario base de inversión y precio de venta de energía, no se recomienda llevar a cabo el proyecto. Sin embargo, los valores de los dos drivers mencionados anteriormente, son sometidos a un análisis de sensibilidad, que es presentado más adelante.

9.3.2. Alternativa 1B: Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV

9.3.2.1. Calendario de inversiones y reinversiones

El análisis que se desarrolla para determinar las inversiones, es el mismo que en el caso del parque fotovoltaico, presentado en la Alternativa 1A. Además, el parque fotovoltaico con paneles con seguidores, considera los mismos supuestos respecto al calendario de tareas a realizar, estimando 18 meses para gestión, estudios, construcción y puesta en servicio, respondiendo a la temporalidad planteada en sección 6.3.4. Nuevamente, en las siguientes tablas, se presentan las inversiones, discriminando si se tratan de Activos fijos, intangibles o capital de trabajo, siendo este último equivalente a los costos operacionales de tres meses.

Tabla 235: Activos Fijos. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Fijos	HTSAT
Modulos Fotovoltaicos	6.580.000
Inversores	1.484.000
Transformadores	
Seguidores	1.890.000
Sistema SS/AA	24.889
Sistema Colector MT	545.388
Sistema de Control y Comuniaciones	65.800
Sistema de Protección Eléctrica Central	32.900
Estación meteorológica	1.556
Transformador Elevador	267.845
Instalación de faenas	1.556
Excavaciones	7.395.683
Fundaciones	40.131
Caminos internos y urbanización	63.390
Obras menores, edificios y cierre perimetral	40.514
Transporte equipamiento principal	79.563
Montaje equipamiento principal	118.847
Costos indirectos construcción como % del costo directo	1.547.937
Gastos generales de construcción como % del costo directo	773.968
Suministro Subestacion Salida	75.906
Construccion y Montaje Subestacion Salida	82.757
Suministro LAT	136.424
Construccion y Montaje LAT	462.109
Suministro Paño Subestacion de Conexión	92.191
Construccion y Montaje Subestacion Existente Llegada	100.513
- Costo terreno central fotovoltaica en Cerro Visa Faro	425.922

Tabla 236: Activos Intangibles. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Intangibles	HTSAT
- Ingeniería para EIA	48.548
- Ingeniería básica para licitación	47.031
- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	262.160
- Estudio Impacto ambiental	60.685
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico,aire)	32.542
Derechos de internación	0
Seguros Generales	41.493
- Servidumbres Líneas de Alta Tensión	43.680
Compensaciones a la comunidad	7.778
Gastos de puesta en marcha	93.333
Varios	35.067
imprevistos	3.450.316

Tabla 237: Capital de Trabajo. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Capital de Trabajo	HTSAT
Inversión Capital de Trabajo	79.322

En esta alternativa, no se consideran reinversiones de los equipos destinados a la operación de la planta fotovoltaica.

9.3.2.2. Calendario de Montos de Ingresos

Los ingresos que percibe la compañía generadora son los mismos que los presentados en la Tabla 223, debido a que sin importar la configuración del parque fotovoltaico, la energía vendida a las empresas distribuidoras es la misma y se parte del supuesto que para ganar la licitación, el precio se debe mantener, por lo que se considera como un escenario base, un valor de 89,34 [US$/MWh], lo que justifica que el flujo de ingresos, presente los mismos valores que en la Tabla 223. Los ingresos se pueden visualizar en el flujo de caja, que se presenta más adelante.

9.3.2.3. Calendario de Montos de Egresos

9.3.2.3.1. Costos Variables

Durante la revisión del caso del parque fotovoltaico, constituido por paneles fijos e inclinados, de la alternativa 1A, se plantean los dos tipos de costos variables, a los que se ve enfrentada una central generadora. Coherente con lo manifestado, respecto a los parques fotovoltaicos, se mantiene el hecho de que los costos variables combustibles, son nulos en la operación de la planta. Además, al revisar la Tabla 224, es posible establecer que el costo variable de tipo no combustible, para el parque fotovoltaico, es cero.

9.3.2.3.2. Costos Fijos

Como se ha mencionado anteriormente, los costos fijos de este proyecto, consideran tanto remuneración, como un ítem denominado “Otros Costos Fijos”, los cuales en su totalidad alcanzan un rango entre 1% y 2 % de la inversión. En este caso, dado que sólo la remuneración de los colaboradores, sobrepasa el rango referencial de la Tabla 225, es que

se considera el valor de Costos fijos calculados para el caso del parque fotovoltaico presentado en la Alternativa 1A, aplicándole una ponderación, a través del cuociente, entre las potencias de ambas plantas, en este caso 14/19.

Entonces, el egreso, por causa de Otros Costos Fijos, diferentes a las remuneraciones, alcanza un valor de US$29.990, en el primer año. Por simplicidad, este valor se mantiene para el período de operación de la planta, siendo sólo ajustado al igual que en el caso de las remuneraciones por un factor de 1,03; que representa la inflación esperada de 3% de cada año.

De esta forma, el flujo de egresos, para la planta fotovoltaica con paneles montados en estructuras con seguidor (HTSAT), que se conecta a la Subestación Tarapacá 220kV es el siguiente:

Tabla 238: Egresos anuales, en dólares. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
Remuneraciones	$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147
Costos operacionales totales	$ 29.290	$ 30.168	$ 31.073	$ 32.006	$ 32.966
Total Egresos	$ 317.290	$ 326.808	$ 336.613	$ 346.711	$ 357.112

	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032
Remuneraciones	$ 333.871	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775
Costos operacionales totales	$ 33.955	$ 34.973	$ 36.023	$ 37.103	$ 38.216
Total Egresos	$ 367.826	$ 378.860	$ 390.226	$ 401.933	$ 413.991

	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037
Remuneraciones	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619	$ 422.938	$ 435.626
Costos operacionales totales	$ 39.363	$ 40.544	$ 41.760	$ 43.013	$ 44.303
Total Egresos	$ 426.411	$ 439.203	$ 452.379	$ 465.951	$ 479.929

	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Remuneraciones	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Costos operacionales totales	$ 45.632	$ 47.001	$ 48.411	$ 49.864	$ 51.360
Total Egresos	$ 494.327	$ 509.157	$ 524.432	$ 540.164	$ 556.369

9.3.2.4. Depreciaciones

La lógica empleada para llevar a cabo el proceso de depreciación, considera obviamente la vida útil de los diferentes activos, de acuerdo a lo establecido por el Servicio

de Impuestos Internos (2003). Nuevamente, se considera la depreciación lineal, por los mismos motivos que se han dado en las otras alternativas de proyecto.

Es materia de los costos en que se incurre por concepto de activos autoconstruidos, se consideran los materiales, mano de obra directa y cualquier otro egreso que sea originado directamente por el proceso de hacer al activo apto para su operación, tal como lo considera ENGIE (2017) y la Alternativa 1A de esta memoria.

Tabla 239: Cuadro de vida útil de activos, en dólares. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Activos Fijos	Valor (US$)	Nueva Vida Útil Normal	Depreciación lineal
Modulos Fotovoltaicos	6.580.000	10	658000
Inversores	1.484.000	10	148400
Transformadores			
Seguidores	1.890.000	10	189000
Sistema SS/AA	24.889	10	2489
Sistema Colector MT	545.388	10	54539
Sistema de Control y Comuniaciones	65.800	10	6580
Sistema de Protección Eléctrica Central	32.900	10	3290
Estación meteorológica	1.556	10	156
Transformador Elevador	267.845	10	26784
Transporte equipamiento principal	79.563	10	7956
Montaje equipamiento principal	118.847	10	11885
Instalación de faenas	1.556	20	78
Excavaciones	7.395.683	20	369784
Fundaciones	40.131	20	2007
Caminos internos y urbanización	63.390	20	3169
Obras menores, edificios y cierre perimetral	40.514	20	2026
Suministro Subestacion Salida	75.906	20	3795
Construccion y Montaje Subestacion Salida	82.757	20	4138
Suministro LAT	136.424	20	6821
Construccion y Montaje LAT	462.109	20	23105
Suministro Paño Subestacion de Conexión	92.191	20	4610
Construccion y Montaje Subestacion Existente Llegada	100.513	20	5026
Total	19.581.960		

De acuerdo a esto, se presenta la siguiente tabla de depreciación de los activos, en el período de operación, de acuerdo a su vida útil y considerando linealidad en su deterioro.

Tabla 240: Cuadro de depreciación de activos, en dólares. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026
Depreciación		$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637
Vt	$ 19.581.960	$ 18.048.322	$ 16.514.685	$ 14.981.048	$ 13.447.410

	Año 2027	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031
Depreciación	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637
Vt	$ 11.913.773	$ 10.380.136	$ 8.846.498	$ 7.312.861	$ 5.779.224

	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036
Depreciación	$ 1.533.637	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559
Vt	$ 4.245.586	$ 3.821.028	$ 3.396.469	$ 2.971.910	$ 2.547.352

	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Depreciación	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559
Vt	$ 2.122.793	$ 1.698.235	$ 1.273.676	$ 849.117	$ 424.559	$ 0

9.3.2.5. Análisis de Proyecto puro

9.3.2.5.1. Escudo Fiscal

Siguiendo la lógica de la alternativa 1A, se emplean como escudos fiscales tanto la depreciación de los activos, como los períodos con pérdidas, en la compañía. Esta situación, se presenta en el Flujo de caja, de la sección 9.3.1.5.3.

9.3.2.5.2. Ventas de Activos

No se considera la venta de activos, que tienen directa relación con el negocio, ni tampoco el reemplazo de éstos, basado en el uso que otras empresas de la Industria le dan a sus instalaciones, lo que sumado a las garantías de los fabricantes, hace tomar esta decisión en el horizonte de vida del proyecto.

9.3.2.5.3. Flujo de caja puro

Para el caso del parque fotovoltaico con conexión a la Subestación Tarapacá 220kV, basado en paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), se tiene que el flujo de caja, para el horizonte de vida de 20 años, es el que se presenta en las siguientes tres tablas:

Tabla 241: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 752.406	$ 686.246	$ 626.368	$ 662.118	$ 3.588.547	$ 3.443.491
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 29.290	$ 30.168	$ 31.073	$ 32.006	$ 32.966	$ 33.955
Margen operacional		$ 435.116	$ 359.438	$ 289.756	$ 315.407	$ 3.231.435	$ 3.075.665
Depreciación		$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637
Pérdida del ejercicio anterior			$ 1.098.521	$ 2.272.720	$ 3.516.602	$ 4.734.832	$ 3.037.035
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		-$ 1.098.521	-$ 2.272.720	-$ 3.516.602	-$ 4.734.832	-$ 3.037.035	-$ 1.495.007
Impuesto 1° categoría (25%)		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos		-$ 1.098.521	-$ 2.272.720	-$ 3.516.602	-$ 4.734.832	-$ 3.037.035	-$ 1.495.007
Valor Libro							
Depreciación		$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637
Pérdida del ejercicio anterior		$ -	$ 1.098.521	$ 2.272.720	$ 3.516.602	$ 4.734.832	$ 3.037.035
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo	$ 22.329.786						
Inversión Capital de Trabajo	$ 79.322						
Inversión Intangible	$ 4.122.633						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	-$ 26.531.742	$ 435.116	$ 359.438	$ 289.756	$ 315.407	$ 3.231.435	$ 3.075.665
Flujo actualizado	-$ 26.531.742	$ 395.560	$ 297.056	$ 217.698	$ 215.428	$ 2.006.467	$ 1.736.133
VAN acumulado	-$ 26.531.742	-$ 26.136.181	-$ 25.839.125	-$ 25.621.428	-$ 25.406.000	-$ 23.399.533	-$ 21.663.401

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 3.409.854	$ 3.364.652	$ 3.308.942	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 34.973	$ 36.023	$ 37.103	$ 38.216	$ 39.363	$ 40.544	$ 41.760
Margen operacional	$ 3.030.993	$ 2.974.426	$ 2.907.009	$ 2.827.677	$ 2.815.257	$ 2.802.465	$ 2.789.289
Depreciación	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559
Pérdida del ejercicio anterior	$ 1.495.007	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	$ 2.349	$ 1.440.788	$ 1.373.372	$ 1.294.040	$ 2.390.699	$ 2.377.906	$ 2.364.730
Impuesto 1° categoría (25%)	$ 587	$ 360.197	$ 343.343	$ 323.510	$ 597.675	$ 594.477	$ 591.183
Utilidad Después de Impuestos	$ 1.762	$ 1.080.591	$ 1.030.029	$ 970.530	$ 1.793.024	$ 1.783.430	$ 1.773.548
Valor Libro							
Depreciación	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559
Pérdida del ejercicio anterior	$ 1.495.007	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 3.030.406	$ 2.614.229	$ 2.563.666	$ 2.504.167	$ 2.217.583	$ 2.207.988	$ 2.198.106
Flujo actualizado	$ 1.555.077	$ 1.219.557	$ 1.087.245	$ 965.465	$ 777.249	$ 703.533	$ 636.713
VAN acumulado	-$ 20.108.323	-$ 18.888.766	-$ 17.801.522	-$ 16.836.057	-$ 16.058.808	-$ 15.355.275	-$ 14.718.562

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 43.013	$ 44.303	$ 45.632	$ 47.001	$ 48.411	$ 49.864	$ 51.360
Margen operacional	$ 2.775.717	$ 2.761.739	$ 2.747.341	$ 2.732.511	$ 2.717.237	$ 2.701.504	$ 2.685.299
Depreciación	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	$ 2.351.159	$ 2.337.180	$ 2.322.782	$ 2.307.953	$ 2.292.678	$ 2.276.945	$ 2.260.740
Impuesto 1° categoría (25%)	$ 587.790	$ 584.295	$ 580.696	$ 576.988	$ 573.169	$ 569.236	$ 565.185
Utilidad Después de Impuestos	$ 1.763.369	$ 1.752.885	$ 1.742.087	$ 1.730.964	$ 1.719.508	$ 1.707.709	$ 1.695.555
Valor Libro							$ 0
Depreciación	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							$ 79.322
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 2.187.928	$ 2.177.444	$ 2.166.645	$ 2.155.523	$ 2.144.067	$ 2.132.267	$ 2.199.436
Flujo actualizado	$ 576.150	$ 521.263	$ 471.525	$ 426.459	$ 385.629	$ 348.643	$ 326.932
VAN acumulado	-$ 14.142.412	-$ 13.621.149	-$ 13.149.624	-$ 12.723.165	-$ 12.337.536	-$ 11.988.893	-$ 11.661.961

9.3.2.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 242: Indicadores proyecto puro. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 11.661.961
TIR	4%
Payback	No se logra

Es posible apreciar que este proyecto no resulta rentable, bajo el escenario base de precio e inversión. Sin embargo, este proyecto es sometido a un análisis de sensibilidad, que es presentado más adelante, presentando variaciones en los dos parámetros antes mencionados.

9.3.2.6. Análisis de Proyecto Financiado

9.3.2.6.1. Amortización e intereses

Siendo coherente con lo presentado en la Tabla 219, la tasa de interés a emplear en este Análisis, al igual que en todas las evaluaciones con financiamiento, que se desarrollan en esta memoria, es de 7,25%, valor que se fundamenta en los resultados obtenidos de la sección 9.1.1.5: Estados Financieros de las Generadoras Eléctricas.

Entonces, considerando un financiamiento de un 80% de la inversión total del proyecto, con un plazo 20 años, es posible apreciar la amortización y el pago de intereses, asociados al mencionado crédito.

Tabla 243: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Año	Vt	Interés	Amortización	Cuota
0	$21.225.393	7,25%		20
1	$20.721.612	$1.538.841	$503.781	$2.042.622
2	$20.181.307	$1.502.317	$540.305	$2.042.622
3	$19.601.829	$1.463.145	$579.478	$2.042.622
4	$18.980.339	$1.421.133	$621.490	$2.042.622
5	$18.313.792	$1.376.075	$666.548	$2.042.622
6	$17.598.919	$1.327.750	$714.872	$2.042.622
7	$16.832.218	$1.275.922	$766.701	$2.042.622
8	$16.009.932	$1.220.336	$822.287	$2.042.622
9	$15.128.030	$1.160.720	$881.902	$2.042.622
10	$14.182.189	$1.096.782	$945.840	$2.042.622
11	$13.167.776	$1.028.209	$1.014.414	$2.042.622
12	$12.079.817	$954.664	$1.087.959	$2.042.622
13	$10.912.982	$875.787	$1.166.836	$2.042.622
14	$9.661.550	$791.191	$1.251.431	$2.042.622
15	$8.319.390	$700.462	$1.342.160	$2.042.622
16	$6.879.924	$603.156	$1.439.467	$2.042.622
17	$5.336.096	$498.794	$1.543.828	$2.042.622
18	$3.680.341	$386.867	$1.655.755	$2.042.622
19	$1.904.543	$266.825	$1.775.798	$2.042.622
20	$0	$138.079	$1.904.543	$2.042.622

9.3.2.6.2. Escudo Fiscal

En el Flujos de caja, de la sección 9.3.2.6.3, se puede apreciar como la depreciación de los equipos, las pérdidas en algún período, por parte de la compañía y el pago de los intereses del crédito a largo plazo, permiten reducir el monto del margen operacional, logrando con ello rebajar la utilidad antes de impuestos, que constituye la base imponible para el impuesto de primera categoría, a ser pagado por la empresa generadora.

9.3.2.6.3. Flujo de caja con financiamiento

Tabla 244: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 752.406	$ 686.246	$ 626.368	$ 662.118	$ 3.588.547	$ 3.443.491
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 29.290	$ 40.943	$ 42.171	$ 43.436	$ 44.739	$ 46.081
Margen operacional		$ 435.116	$ 348.663	$ 278.658	$ 303.977	$ 3.219.661	$ 3.063.538
Depreciación		$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637
Pérdida del ejercicio anterior			$ 2.637.362	$ 5.324.653	$ 8.042.777	$ 10.693.570	$ 10.383.621
Interés CP							
Interés LP		$ 1.538.841	$ 1.502.317	$ 1.463.145	$ 1.421.133	$ 1.376.075	$ 1.327.750
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		-$ 2.637.362	-$ 5.324.653	-$ 8.042.777	-$ 10.693.570	-$ 10.383.621	-$ 10.181.470
Impuesto 1° categoría (25%)		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos		-$ 2.637.362	-$ 5.324.653	-$ 8.042.777	-$ 10.693.570	-$ 10.383.621	-$ 10.181.470
Valor Libro							
Depreciación		$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637
Pérdida del ejercicio anterior		$ -	$ 2.637.362	$ 5.324.653	$ 8.042.777	$ 10.693.570	$ 10.383.621
Amortización CP							
Amortización LP		$ 503.781	$ 540.305	$ 579.478	$ 621.490	$ 666.548	$ 714.872
Inversión Activo Fijo	$ 22.329.786						
Inversión Capital de Trabajo	$ 79.322						
Inversión Intangible	$ 4.122.633						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP	$ 21.225.393						
Flujo de Caja	-$ 5.306.348	-$ 1.607.506	-$ 1.693.959	-$ 1.763.964	-$ 1.738.645	$ 1.177.039	$ 1.020.916
Flujo actualizado	-$ 5.306.348	-$ 1.461.369	-$ 1.399.966	-$ 1.325.293	-$ 1.187.518	$ 730.849	$ 576.280
VAN acumulado	-$ 5.306.348	-$ 6.767.717	-$ 8.167.683	-$ 9.492.976	-$ 10.680.494	-$ 9.949.646	-$ 9.373.365

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 3.409.854	$ 3.364.652	$ 3.308.942	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 47.464	$ 48.888	$ 50.354	$ 51.865	$ 53.421	$ 55.024	$ 56.674
Margen operacional	$ 3.018.503	$ 2.961.560	$ 2.893.758	$ 2.814.028	$ 2.801.199	$ 2.787.985	$ 2.774.374
Depreciación	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559
Pérdida del ejercicio anterior	$ 10.181.470	$ 9.972.526	$ 9.764.939	$ 9.565.538	$ 9.381.929	$ 8.033.498	$ 6.624.735
Interés CP							
Interés LP	$ 1.275.922	$ 1.220.336	$ 1.160.720	$ 1.096.782	$ 1.028.209	$ 954.664	$ 875.787
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 9.972.526	-$ 9.764.939	-$ 9.565.538	-$ 9.381.929	-$ 8.033.498	-$ 6.624.735	-$ 5.150.706
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos	-$ 9.972.526	-$ 9.764.939	-$ 9.565.538	-$ 9.381.929	-$ 8.033.498	-$ 6.624.735	-$ 5.150.706
Valor Libro							
Depreciación	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 1.533.637	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559
Pérdida del ejercicio anterior	$ 10.181.470	$ 9.972.526	$ 9.764.939	$ 9.565.538	$ 9.381.929	$ 8.033.498	$ 6.624.735
Amortización CP							
Amortización LP	$ 766.701	$ 822.287	$ 881.902	$ 945.840	$ 1.014.414	$ 1.087.959	$ 1.166.836
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 975.880	$ 918.938	$ 851.136	$ 771.406	$ 758.577	$ 745.363	$ 731.752
Flujo actualizado	$ 500.781	$ 428.691	$ 360.965	$ 297.410	$ 265.877	$ 237.496	$ 211.963
VAN acumulado	-$ 8.872.584	-$ 8.443.893	-$ 8.082.928	-$ 7.785.518	-$ 7.519.642	-$ 7.282.146	-$ 7.070.184

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668	$ 3.241.668
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 58.375	$ 60.126	$ 61.930	$ 63.788	$ 65.701	$ 67.672	$ 69.702
Margen operacional	$ 2.760.356	$ 2.745.916	$ 2.731.044	$ 2.715.725	$ 2.699.947	$ 2.683.695	$ 2.666.956
Depreciación	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559
Pérdida del ejercicio anterior	$ 5.150.706	$ 3.606.100	$ 1.985.205	$ 281.875	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP	$ 791.191	$ 700.462	$ 603.156	$ 498.794	$ 386.867	$ 266.825	$ 138.079
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 3.606.100	-$ 1.985.205	-$ 281.875	$ 1.510.497	$ 1.888.521	$ 1.992.312	$ 2.104.318
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ 377.624	$ 472.130	$ 498.078	$ 526.079
Utilidad Después de Impuestos	-$ 3.606.100	-$ 1.985.205	-$ 281.875	$ 1.132.872	$ 1.416.391	$ 1.494.234	$ 1.578.238
Valor Libro							$ 0
Depreciación	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559	$ 424.559
Pérdida del ejercicio anterior	$ 5.150.706	$ 3.606.100	$ 1.985.205	$ 281.875	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP	$ 1.251.431	$ 1.342.160	$ 1.439.467	$ 1.543.828	$ 1.655.755	$ 1.775.798	$ 1.904.543
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 717.733	$ 703.294	$ 688.421	$ 295.479	$ 185.194	$ 142.995	$ 98.254
Flujo actualizado	$ 189.002	$ 168.363	$ 149.821	$ 58.459	$ 33.309	$ 23.381	$ 14.605
VAN acumulado	-$ 6.881.182	-$ 6.712.819	-$ 6.562.998	-$ 6.504.540	-$ 6.471.231	-$ 6.447.850	-$ 6.433.245

9.3.2.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 245: Indicadores proyecto financiado con crédito. Alternativa 1B - Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 6.433.245
Payback	No se logra

Entonces, pese a que el VAN mejora, respecto al proyecto sin financiamiento, éste aún continúa sin rentabilidad, por lo que no se recomienda llevar a cabo el proyecto. Sin embargo, esta alternativa es sometida a un análisis de sensibilidad en precio e inversión, de forma de poder establecer condiciones donde el proyecto pudiese mejorar su rentabilidad.

9.3.3. Alternativa 2A: Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV

9.3.3.1. Calendario de inversiones y reinversiones

Las inversiones que se realizan en este proyecto, son consideradas en el año 0, respondiendo al calendario de tareas, presentado en la sección 6.3.4, correspondiente al Programa de Trabajo, para la construcción, adquisición de equipos, pruebas, trámites y puesta en servicio, del parque fotovoltaico y sus instalaciones de Alta, Media y Baja Tensión. Estas inversiones se pueden clasificar como: Activos fijos, activos intangibles y capital de trabajo, considerando éste último, como el monto equivalente a los costos operacionales de tres meses.

Es importante destacar que en este proyecto, no se consideran reinversiones, al menos de los principales equipos del proyecto, que llevan la fuerza del capital. El motivo, es que se asume un criterio conservador en el dimensionamiento de la planta, justificado en el hecho que las concesionarias de distribución eléctrica, como son Emelari, Eliqsa y Elecda SING, alcanzan su demanda máxima hacia el año 2027 y si se considera que el parque fotovoltaico, comienza su operación al año 2023, significa que alcanzando el segundo año de negocio, debe comenzar nuevamente con el proceso de adquisición y montaje de los equipos complementarios, de forma de obtener el nivel de capacidad acorde

con el aumento de la demanda energética (se consideran 18 meses de plazo, entre la entrega de los nuevos activos y su puesta en servicio), pensando que los estudios y documentación requeridos para la ampliación del parque, ya han sido gestionados y aprobados, por la autoridad, durante la etapa de Construcción del parque. Además, aspectos como los costos por terreno, excavaciones, fundaciones, obras civiles, la línea de transmisión y el acondicionamiento de las Subestaciones de Salida y llegada, entre otros, han sido considerados en el proyecto original, es decir los temas de construcción se encuentran resueltos, desde el año cero. Con lo anterior, la única eventual reinversión que puede ocurrir, guarda relación con los nuevos equipos y su montaje, lo cual se encuentra sometido a un riesgo, que es consecuencia de fluctuaciones en el tipo de cambio.

Por todo lo expuesto, el proyecto considera una capacidad y con ello una inversión, acorde con la demanda máxima de energía, desde su entrada en operación.

Otros elementos como pueden ser computadoras, camionetas, impresoras, entre otros, son absorbidos en los ítems: "Varios" e "Imprevistos" y además se espera que no influyan en gran manera, en la factibilidad del proyecto, dada las magnitudes de inversión, que éste maneja.

Un aspecto importante a destacar, es que el monto de las inversiones que acá se presentan, son coherentes con la explicación dada en la sección 6.3.3, es decir que se contempla la ponderación de los egresos, de acuerdo al nivel de potencia del parque, usando como referencia los datos entregados por la Comisión Nacional de Energía (2016), de forma de familiarizar al lector con las cifras de acuerdo a los diferentes hitos que contempla el proyecto. No obstante, dado que durante el presente año, ha surgido una actualización, de los montos unitarios de inversión, es decir US$/kW instalados, presentada en la Resolución Exenta N°69, del 06 de Febrero de 2017, donde se aprueba "Informe de Costos de Tecnologías de Generación", de Enero de 2017 (Comisión Nacional de Energía, 2017), es que estos nuevos valores, son empleados en el Análisis de Sensibilidad del Proyecto, los que finalmente dan cuenta de la Rentabilidad real del proyecto.

Aclarada las condiciones de la evaluación, a continuación se presentan una serie de tablas, donde se hace la distinción de los desembolsos, para cada una de las adquisiciones mencionadas.

Tabla 246: Activos Fijos. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Fijos	PV Fijo
Modulos Fotovoltaicos	9.870.000
Inversores	2.226.000
Transformadores	
Seguidores	0
Sistema SS/AA	37.333
Sistema Colector MT	818.082
Sistema de Control y Comuniaciones	98.700
Sistema de Protección Eléctrica Central	49.350
Estación meteorológica	2.333
Transformador Elevador	401.767
Instalación de faenas	2.333
Excavaciones	11.093.525
Fundaciones	60.197
Caminos internos y urbanización	95.084
Obras menores, edificios y cierre perimetral	60.771
Transporte equipamiento principal	119.344
Montaje equipamiento principal	178.270
Costos indirectos construcción como % del costo directo	2.321.905
Gastos generales de construcción como % del costo directo	1.160.952
Suministro Subestacion Salida	113.858
Construccion y Montaje Subestacion Salida	124.136
Suministro LAT	204.636
Construccion y Montaje LAT	693.163
Suministro Paño Subestacion de Conexión	138.287
Construccion y Montaje Subestacion de Conexión	150.769
- Costo terreno central fotovoltaica	411.605

Tabla 247: Activos Intangibles. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Intangibles	PV Fijo
- Ingeniería para EIA	72.822
- Ingeniería básica para licitación	70.546
- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	393.240
- Estudio Impacto ambiental	91.028
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico,aire)	48.814
Derechos de internación	0
Seguros Generales	62.239
- Servidumbres LAT	65.520
Compensaciones a la comunidad	11.667
Gastos de puesta en marcha	140.000
Varios	52.601
imprevistos	4.716.132

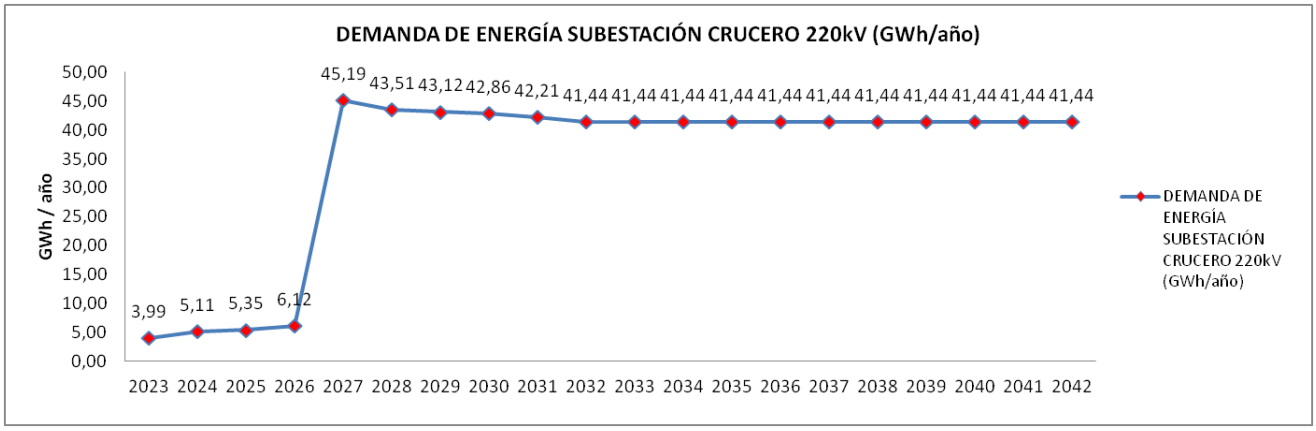
Tabla 248: Capital de Trabajo. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Capital de Trabajo	PV Fijo
Inversión Capital de Trabajo	90.393

9.3.3.2. Calendario de Montos de Ingresos

De acuerdo con el Estudio de Mercado realizado en esta memoria, para los clientes regulados, que reciben su energía desde las distribuidoras Emelari, Eliqsa y Elecda SING y cuyo punto de compra de energía es en la Subestación Crucero 220kV, se espera que la demanda energética, presente una evolución, de acuerdo a lo manifestado en el siguiente gráfico:

Gráfico 53: Proyección de demanda energética de clientes regulados, Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración propia)



Nuevamente, para determinar los ingresos de la compañía, se considera el valor de precio promedio, ofertado en las licitaciones del Ministerio de Energía, entre los años 2006 y 2016, presentado en el Gráfico 44, es decir 89,34 [US$/MWh], con una desviación estándar de 29,54 [US$/MWh].

Con los datos anteriores se puede establecer el flujo de ingresos, simplemente multiplicando la cantidad de energía demandada con el precio promedio mencionado en el párrafo anterior. La desviación estándar del precio, se emplea en el siguiente capítulo, de forma de generar el análisis de sensibilidad del proyecto.

Tabla 249: Ingresos operacionales anuales, en dólares, Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
Ingresos por venta	$ 356.533	$ 456.822	$ 477.997	$ 546.589	$ 4.037.061
Total Ingresos	$ 356.533	$ 456.822	$ 477.997	$ 546.589	$ 4.037.061

	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032
Ingresos por venta	$ 3.886.968	$ 3.852.347	$ 3.829.000	$ 3.771.264	$ 3.702.022
Total Ingresos	$ 3.886.968	$ 3.852.347	$ 3.829.000	$ 3.771.264	$ 3.702.022

	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037
Ingresos por venta	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022
Total Ingresos	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022

	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022
Total Ingresos	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022

9.3.3.3. Calendario de Montos de Egresos

Tal como se ha podido revisar, a lo largo de este capítulo, particularmente el detalle presentado en la sección 9.3.1.3, los costos variables, debido a la producción de energía en una planta fotovoltaica, son nulos, independientes de la naturaleza de tipo combustible o no combustible, que éstos tengan. Es así, que en el flujo de caja, la administradora del parque fotovoltaico, no contempla egresos, nacidos de costos variables, en cada uno de los períodos de facturación.

9.3.3.3.1. Costos Fijos

Los costos fijos, responden a los desembolsos que la generadora debe realizar, con el fin de mantener la correcta operación de la planta, no teniendo relación directa con la cantidad de energía generada. Dentro de esta categoría, para el desarrollo del flujo de caja, se contempla como referencia, los valores indicados por la Comisión Nacional de Energía (2017), los cuales se aprecian en la Tabla 225.

Complementando lo anterior, si se considera el costo anual por remuneración, presentado en la Tabla 209, es decir US$ 288.000 y se estima que el total de costos fijos debe ser de alrededor de 1% de la inversión total, se puede establecer un egreso, que el autor denomina como Otros Costos Fijos, los cuales en el primer año alcanzan los US$73.570. Por simplicidad, este valor se mantiene para el período de operación de la planta, siendo sólo ajustado al igual que en el caso de las remuneraciones por un factor de 1,03; que representa la inflación esperada de 3% de cada año.

De esta forma, el flujo de egresos, para la planta fotovoltaica, con paneles fijos e inclinados, que se conecta a la Subestación Crucero 220kV, es el siguiente:

Tabla 250: Egresos anuales, en dólares, Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
Remuneraciones	$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147
Costos operacionales totales	$ 73.570	$ 75.777	$ 78.051	$ 80.392	$ 82.804
Total Egresos	$ 361.570	$ 372.417	$ 383.590	$ 395.097	$ 406.950

	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032
Remuneraciones	$ 333.871	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775
Costos operacionales totales	$ 85.288	$ 87.847	$ 90.482	$ 93.196	$ 95.992
Total Egresos	$ 419.159	$ 431.734	$ 444.686	$ 458.026	$ 471.767

	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037
Remuneraciones	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619	$ 422.938	$ 435.626
Costos operacionales totales	$ 98.872	$ 101.838	$ 104.893	$ 108.040	$ 111.281
Total Egresos	$ 485.920	$ 500.498	$ 515.512	$ 530.978	$ 546.907

	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Remuneraciones	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Costos operacionales totales	$ 114.620	$ 118.058	$ 121.600	$ 125.248	$ 129.006
Total Egresos	$ 563.314	$ 580.214	$ 597.620	$ 615.549	$ 634.015

9.3.3.4. Depreciaciones

Para determinar la depreciación de los Activos del Parque fotovoltaico, con paneles fijos e inclinados, a conectar en la Subestación Crucero, se procede de la misma manera que en el caso del proyecto en Subestación Tarapacá, es decir respetando los valores entregados por el Servicio de Impuestos Internos (2003), los cuales pueden ser revisados en el Anexo de este trabajo.

Es importante recordar que las excavaciones, fundaciones, obras menores, construcción y montaje de Subestación de Salida, construcción y montaje de la línea de Alta Tensión (LAT), la construcción y montaje de la Subestación Existente de Llegada, son considerados bajo el concepto de Obras Civiles y por ende se le atribuye la vida útil respectiva, es decir 20 años.

Por otra parte, los Costos y Gastos Indirectos de Construcción y Montaje, de la Tabla 246, no son considerados en los montos susceptibles a depreciar, puesto que no son costos originados directamente de poner en funcionamiento los activos.

Entonces, las vidas útiles contables y el proceso de depreciación, para los Activos del Proyecto son los que se muestran en las siguientes dos tablas:

Tabla 251: Cuadro de vida útil de activos, Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Activos Fijos	Valor	Nueva Vida Útil Normal	Depreciación lineal
Modulos Fotovoltaicos	9.870.000	10	987000
Inversores	2.226.000	10	222600
Transformadores			
Seguidores	0	10	0
Sistema SS/AA	37.333	10	3733
Sistema Colector MT	818.082	10	81808
Sistema de Control y Comuniaciones	98.700	10	9870
Sistema de Protección Eléctrica Central	49.350	10	4935
Estación meteorológica	2.333	10	233
Transformador Elevador	401.767	10	40177
Transporte equipamiento principal	119.344	10	11934
Montaje equipamiento principal	178.270	10	17827
Instalación de faenas	2.333	20	117
Excavaciones	11.093.525	20	554676
Fundaciones	60.197	20	3010
Caminos internos y urbanización	95.084	20	4754
Obras menores, edificios y cierre perimetral	60.771	20	3039
Suministro Subestacion Salida	113.858	20	5693
Construccion y Montaje Subestacion Salida	124.136	20	6207
Suministro LAT	204.636	20	10232
Construccion y Montaje LAT	693.163	20	34658
Suministro Paño Subestacion de Conexión	138.287	20	6914
Construccion y Montaje Subestacion Existent	150.769	20	7538
Total	26.537.939		

Tabla 252: Cuadro de depreciación de activos, en dólares, Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026
Depreciación		$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956
Vt	$ 26.537.939	$ 24.520.983	$ 22.504.027	$ 20.487.071	$ 18.470.115

	Año 2027	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031
Depreciación	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956
Vt	$ 16.453.159	$ 14.436.203	$ 12.419.247	$ 10.402.291	$ 8.385.335

	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036
Depreciación	$ 2.016.956	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838
Vt	$ 6.368.379	$ 5.731.541	$ 5.094.704	$ 4.457.866	$ 3.821.028

	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Depreciación	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838
Vt	$ 3.184.190	$ 2.547.352	$ 1.910.514	$ 1.273.676	$ 636.838	$ 0

9.3.3.5. Análisis de Proyecto puro

9.3.3.5.1. Escudo Fiscal

Esta alternativa de proyecto considera la obtención del beneficio tributario, a partir de la depreciación de los activos y de los períodos con pérdidas, cuyos efectos se aprecian en el Flujo de caja del parque fotovoltaico, con paneles fijos y que atiende a los clientes regulados en la Subestación Crucero 220kV, presentado en la sección 9.3.3.5.3.

9.3.3.5.2. Ventas de Activos

Este proyecto no contempla la venta de activos, de hecho continúa con los equipos depreciados al año 10, bajo un régimen de operación, hasta llegar al año 2042 y no se realiza reemplazo de éstos.

9.3.3.5.3. Flujo de caja puro

El proyecto que contempla la conexión del parque fotovoltaico en la Subestación Crucero 220kV y que genera la energía en base a paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, presenta el siguiente flujo de caja, para un ciclo de operación de 20 años.

Tabla 253: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 356.533	$ 456.822	$ 477.997	$ 546.589	$ 4.037.061	$ 3.886.968
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 73.570	$ 75.777	$ 78.051	$ 80.392	$ 82.804	$ 85.288
Margen operacional		-$ 5.037	$ 84.405	$ 94.408	$ 151.491	$ 3.630.111	$ 3.467.809
Depreciación		$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956
Pérdida del ejercicio anterior			$ 2.021.993	$ 3.954.544	$ 5.877.093	$ 7.742.557	$ 6.129.402
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		-$ 2.021.993	-$ 3.954.544	-$ 5.877.093	-$ 7.742.557	-$ 6.129.402	-$ 4.678.549
Impuesto 1° categoría (25%)		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos		-$ 2.021.993	-$ 3.954.544	-$ 5.877.093	-$ 7.742.557	-$ 6.129.402	-$ 4.678.549
Valor Libro							
Depreciación		$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956
Pérdida del ejercicio anterior			$ 2.021.993	$ 3.954.544	$ 5.877.093	$ 7.742.557	$ 6.129.402
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo	$ 30.020.797						
Inversión Capital de Trabajo	$ 90.393						
Inversión Intangible	$ 6.136.212						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	-$ 36.247.401	-$ 5.037	$ 84.405	$ 94.408	$ 151.491	$ 3.630.111	$ 3.467.809
Flujo actualizado	-$ 36.247.401	-$ 4.579	$ 69.756	$ 70.930	$ 103.471	$ 2.254.013	$ 1.957.488
VAN acumulado	-$ 36.247.401	-$ 36.251.980	-$ 36.182.224	-$ 36.111.294	-$ 36.007.824	-$ 33.753.811	-$ 31.796.323

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 3.852.347	$ 3.829.000	$ 3.771.264	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 87.847	$ 90.482	$ 93.196	$ 95.992	$ 98.872	$ 101.838	$ 104.893
Margen operacional	$ 3.420.613	$ 3.384.315	$ 3.313.238	$ 3.230.255	$ 3.216.102	$ 3.201.524	$ 3.186.509
Depreciación	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838
Pérdida del ejercicio anterior	$ 4.678.549	$ 3.274.892	$ 1.907.533	$ 611.251	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 3.274.892	-$ 1.907.533	-$ 611.251	$ 602.048	$ 2.579.264	$ 2.564.686	$ 2.549.671
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ 150.512	$ 644.816	$ 641.172	$ 637.418
Utilidad Después de Impuestos	-$ 3.274.892	-$ 1.907.533	-$ 611.251	$ 451.536	$ 1.934.448	$ 1.923.515	$ 1.912.253
Valor Libro							
Depreciación	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838
Pérdida del ejercicio anterior	$ 4.678.549	$ 3.274.892	$ 1.907.533	$ 611.251	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 3.420.613	$ 3.384.315	$ 3.313.238	$ 3.079.743	$ 2.571.286	$ 2.560.353	$ 2.549.091
Flujo actualizado	$ 1.755.315	$ 1.578.808	$ 1.405.136	$ 1.187.374	$ 901.220	$ 815.807	$ 738.381
VAN acumulado	-$ 30.041.007	-$ 28.462.200	-$ 27.057.063	-$ 25.869.689	-$ 24.968.469	-$ 24.152.662	-$ 23.414.281

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 108.040	$ 111.281	$ 114.620	$ 118.058	$ 121.600	$ 125.248	$ 129.006
Margen operacional	$ 3.171.044	$ 3.155.115	$ 3.138.707	$ 3.121.808	$ 3.104.401	$ 3.086.473	$ 3.068.006
Depreciación	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	$ 2.534.206	$ 2.518.277	$ 2.501.869	$ 2.484.970	$ 2.467.564	$ 2.449.635	$ 2.431.168
Impuesto 1° categoría (25%)	$ 633.551	$ 629.569	$ 625.467	$ 621.242	$ 616.891	$ 612.409	$ 607.792
Utilidad Después de Impuestos	$ 1.900.654	$ 1.888.707	$ 1.876.402	$ 1.863.727	$ 1.850.673	$ 1.837.226	$ 1.823.376
Valor Libro							$ 0
Depreciación	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							$ 90.393
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 2.537.492	$ 2.525.545	$ 2.513.240	$ 2.500.565	$ 2.487.511	$ 2.474.064	$ 2.550.607
Flujo actualizado	$ 668.201	$ 604.595	$ 546.954	$ 494.724	$ 447.401	$ 404.529	$ 379.131
VAN acumulado	-$ 22.746.080	-$ 22.141.484	-$ 21.594.530	-$ 21.099.806	-$ 20.652.406	-$ 20.247.877	-$ 19.868.745

9.3.3.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 254: Indicadores proyecto puro, en dólares. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 19.868.745
TIR	2%
Payback	No se logra

Nuevamente, se puede concluir que un proyecto con un nivel de inversión tan alto, financiado sólo con capital propio y que presenta una demanda de energía tan baja en los primeros años, respecto a los siguientes, no resulta rentable. Sin embargo, este escenario base, es sometido más adelante a un análisis de sensibilidad, para ver las posibilidades de mejora que presenta.

9.3.3.6. Análisis de Proyecto Financiado

En este análisis de financiamiento, se consideran las mismas condiciones que en el caso del proyecto solventado únicamente con patrimonio, es decir, aspectos como la venta

de activos y su depreciación, ingresos por venta de energía y costos, son abordados de la misma manera que en el caso anterior.

9.3.3.6.1. Amortización e intereses

Para el proyecto del parque fotovoltaico, destinado a suministrar energía a las distribuidoras conectadas en la Subestación Crucero 220kV, se utiliza en los cálculos desarrollados, una tasa de interés de 7,25%, según la Tabla 219, la cual es obtenida de la experiencia en proyectos de otras empresas de la industria, que transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, situación que se explica en detalle en la sección 9.1.1.5: Estados Financieros de las Generadoras Eléctricas.

A lo anterior, se suma el hecho de contemplar un financiamiento de un 80% de la inversión total del proyecto, para un horizonte de 20 años, con lo que se obtiene la siguiente tabla de amortización y pago de intereses, asociados al crédito solicitado.

Tabla 255: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Año	Vt	Interés	Amortización	Cuota
0	$28.997.921	7,25%		20
1	$28.309.660	$2.102.349	$688.261	$2.790.610
2	$27.571.500	$2.052.450	$738.160	$2.790.610
3	$26.779.823	$1.998.934	$791.677	$2.790.610
4	$25.930.750	$1.941.537	$849.073	$2.790.610
5	$25.020.119	$1.879.979	$910.631	$2.790.610
6	$24.043.468	$1.813.959	$976.652	$2.790.610
7	$22.996.009	$1.743.151	$1.047.459	$2.790.610
8	$21.872.609	$1.667.211	$1.123.400	$2.790.610
9	$20.667.763	$1.585.764	$1.204.846	$2.790.610
10	$19.375.566	$1.498.413	$1.292.197	$2.790.610
11	$17.989.684	$1.404.729	$1.385.882	$2.790.610
12	$16.503.326	$1.304.252	$1.486.358	$2.790.610
13	$14.909.207	$1.196.491	$1.594.119	$2.790.610
14	$13.199.514	$1.080.917	$1.709.693	$2.790.610
15	$11.365.868	$956.965	$1.833.646	$2.790.610
16	$9.399.283	$824.025	$1.966.585	$2.790.610
17	$7.290.121	$681.448	$2.109.162	$2.790.610
18	$5.028.045	$528.534	$2.262.077	$2.790.610
19	$2.601.968	$364.533	$2.426.077	$2.790.610
20	$0	$188.643	$2.601.968	$2.790.610

9.3.3.6.2. Escudo Fiscal

A diferencia de un proyecto puro, al recibir financiamiento, el pago de los intereses actúa como Escudo Fiscal, al igual que la depreciación de los activos y los períodos con pérdidas en la compañía. Esto se presenta en el Flujo de caja con Financiamiento, de la siguiente sección.

9.3.3.6.3. Flujo de caja con financiamiento

Tabla 256: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 356.533	$ 456.822	$ 477.997	$ 546.589	$ 4.037.061	$ 3.886.968
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 73.570	$ 75.777	$ 78.051	$ 80.392	$ 82.804	$ 85.288
Margen operacional		-$ 5.037	$ 84.405	$ 94.408	$ 151.491	$ 3.630.111	$ 3.467.809
Depreciación		$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956
Pérdida del ejercicio anterior			$ 4.124.342	$ 8.109.344	$ 12.030.826	$ 15.837.828	$ 16.104.652
Interés CP							
Interés LP		$ 2.102.349	$ 2.052.450	$ 1.998.934	$ 1.941.537	$ 1.879.979	$ 1.813.959
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		-$ 4.124.342	-$ 8.109.344	-$ 12.030.826	-$ 15.837.828	-$ 16.104.652	-$ 16.467.758
Impuesto 1° categoría (25%)		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos		-$ 4.124.342	-$ 8.109.344	-$ 12.030.826	-$ 15.837.828	-$ 16.104.652	-$ 16.467.758
Valor Libro							
Depreciación		$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956
Pérdida del ejercicio anterior		$ -	$ 4.124.342	$ 8.109.344	$ 12.030.826	$ 15.837.828	$ 16.104.652
Amortización CP							
Amortización LP		$ 688.261	$ 738.160	$ 791.677	$ 849.073	$ 910.631	$ 976.652
Inversión Activo Fijo	$ 30.020.797						
Inversión Capital de Trabajo	$ 90.393						
Inversión Intangible	$ 6.136.212						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP	$ 28.997.921						
Flujo de Caja	-$ 7.249.480	-$ 2.795.647	-$ 2.706.205	-$ 2.696.203	-$ 2.639.119	$ 839.501	$ 677.199
Flujo actualizado	-$ 7.249.480	-$ 2.541.498	-$ 2.236.533	-$ 2.025.697	-$ 1.802.554	$ 521.264	$ 382.261
VAN acumulado	-$ 7.249.480	-$ 9.790.978	-$ 12.027.511	-$ 14.053.208	-$ 15.855.762	-$ 15.334.498	-$ 14.952.237

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 3.852.347	$ 3.829.000	$ 3.771.264	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 87.847	$ 90.482	$ 93.196	$ 95.992	$ 98.872	$ 101.838	$ 104.893
Margen operacional	$ 3.420.613	$ 3.384.315	$ 3.313.238	$ 3.230.255	$ 3.216.102	$ 3.201.524	$ 3.186.509
Depreciación	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838
Pérdida del ejercicio anterior	$ 16.467.758	$ 16.807.252	$ 17.107.104	$ 17.396.586	$ 17.681.700	$ 16.507.165	$ 15.246.731
Interés CP							
Interés LP	$ 1.743.151	$ 1.667.211	$ 1.585.764	$ 1.498.413	$ 1.404.729	$ 1.304.252	$ 1.196.491
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 16.807.252	-$ 17.107.104	-$ 17.396.586	-$ 17.681.700	-$ 16.507.165	-$ 15.246.731	-$ 13.893.551
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos	-$ 16.807.252	-$ 17.107.104	-$ 17.396.586	-$ 17.681.700	-$ 16.507.165	-$ 15.246.731	-$ 13.893.551
Valor Libro							
Depreciación	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 2.016.956	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838
Pérdida del ejercicio anterior	$ 16.467.758	$ 16.807.252	$ 17.107.104	$ 17.396.586	$ 17.681.700	$ 16.507.165	$ 15.246.731
Amortización CP							
Amortización LP	$ 1.047.459	$ 1.123.400	$ 1.204.846	$ 1.292.197	$ 1.385.882	$ 1.486.358	$ 1.594.119
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 630.003	$ 593.704	$ 522.628	$ 439.644	$ 425.491	$ 410.914	$ 395.899
Flujo actualizado	$ 323.291	$ 276.968	$ 221.645	$ 169.502	$ 149.132	$ 130.930	$ 114.678
VAN acumulado	-$ 14.628.946	-$ 14.351.979	-$ 14.130.333	-$ 13.960.831	-$ 13.811.699	-$ 13.680.769	-$ 13.566.092

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 108.040	$ 111.281	$ 114.620	$ 118.058	$ 121.600	$ 125.248	$ 129.006
Margen operacional	$ 3.171.044	$ 3.155.115	$ 3.138.707	$ 3.121.808	$ 3.104.401	$ 3.086.473	$ 3.068.006
Depreciación	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838
Pérdida del ejercicio anterior	$ 13.893.551	$ 12.440.262	$ 10.878.950	$ 9.201.106	$ 7.397.584	$ 5.458.555	$ 3.373.453
Interés CP							
Interés LP	$ 1.080.917	$ 956.965	$ 824.025	$ 681.448	$ 528.534	$ 364.533	$ 188.643
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 12.440.262	-$ 10.878.950	-$ 9.201.106	-$ 7.397.584	-$ 5.458.555	-$ 3.373.453	-$ 1.130.927
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos	-$ 12.440.262	-$ 10.878.950	-$ 9.201.106	-$ 7.397.584	-$ 5.458.555	-$ 3.373.453	-$ 1.130.927
Valor Libro							$ 0
Depreciación	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838	$ 636.838
Pérdida del ejercicio anterior	$ 13.893.551	$ 12.440.262	$ 10.878.950	$ 9.201.106	$ 7.397.584	$ 5.458.555	$ 3.373.453
Amortización CP							
Amortización LP	$ 1.709.693	$ 1.833.646	$ 1.966.585	$ 2.109.162	$ 2.262.077	$ 2.426.077	$ 2.601.968
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 380.434	$ 364.504	$ 348.097	$ 331.198	$ 313.791	$ 295.863	$ 277.396
Flujo actualizado	$ 100.180	$ 87.259	$ 75.756	$ 65.526	$ 56.438	$ 48.376	$ 41.233
VAN acumulado	-$ 13.465.911	-$ 13.378.652	-$ 13.302.896	-$ 13.237.370	-$ 13.180.932	-$ 13.132.556	-$ 13.091.323

9.3.3.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 257: Indicadores, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 2A - Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 13.091.323
payback	No se logra

Estos indicadores evidencian que el proyecto no es rentable, por lo que nuevamente, bajo las condiciones del escenario base de inversión y precio de venta de energía, no se recomienda llevar a cabo el proyecto. En el siguiente capítulo, se realiza un análisis de sensibilidad en precio e inversión, de modo de obtener condiciones en las que eventualmente pudiese rentar.

9.3.4. Alternativa 2B: Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Crucero 220kV

9.3.4.1. Calendario de inversiones y reinversiones

Considerando los supuestos de la Alternativa 2A, se considera un tiempo estimado de 18 meses, para tareas de gestión, estudios, construcción y puesta en servicio. Es en este período donde se produce la adquisición de los Activos fijos. Además de éstos, la compañía debe invertir en activo intangibles y debe contemplar un capital de trabajo, que para este proyecto se considera, como los costos operacionales de tres meses.

Por las mismas razones que han sido explicadas en las otras alternativas, es que en esta alternativa no se consideran reinversiones, para los equipos destinados a la generación de energía, ni tampoco a los destinados al control, comunicación y protección de la instalación, dada las garantías que los proveedores ofrecen y a la experiencia en su uso, que se ha observado en otras empresas del sector.

Entonces, en las siguientes tres tablas se observan las inversiones, destinadas al proyecto, separadas de acuerdo a su naturaleza, es decir si se tratan de Activos fijos, intangibles o capital de trabajo.

Tabla 258: Activos Fijos. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Fijos	HTSAT
Modulos Fotovoltaicos	7.520.000
Inversores	1.696.000
Transformadores	
Seguidores	2.160.000
Sistema SS/AA	28.444
Sistema Colector MT	623.301
Sistema de Control y Comuniaciones	75.200
Sistema de Protección Eléctrica Central	37.600
Estación meteorológica	1.778
Transformador Elevador	306.108
Instalación de faenas	1.778
Excavaciones	8.452.209
Fundaciones	45.864
Caminos internos y urbanización	72.445
Obras menores, edificios y cierre perimetral	46.301
Transporte equipamiento principal	90.929
Montaje equipamiento principal	135.825
Costos indirectos construcción como % del costo directo	1.769.070
Gastos generales de construcción como % del costo directo	884.535
Suministro Subestacion Salida	86.749
Construccion y Montaje Subestacion Salida	94.580
Suministro LAT	155.913
Construccion y Montaje LAT	528.124
Suministro Paño Subestacion de Conexión	105.361
Construccion y Montaje Subestacion de Conexión	114.872
- Costo terreno central fotovoltaica	411.605

Tabla 259: Activos Intangibles. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Intangibles	HTSAT
- Ingeniería para EIA	55.484
- Ingeniería básica para licitación	53.750
- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	299.611
- Estudio Impacto ambiental	69.354
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico,aire)	37.191
Derechos de internación	0
Seguros Generales	47.420
- Servidumbres LAT	49.920
Compensaciones a la comunidad	8.889
Gastos de puesta en marcha	106.667
Varios	40.077
imprevistos	3.931.943

Tabla 260: Capital de Trabajo. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Capital de Trabajo	HTSAT
Inversión Capital de Trabajo	86.013

9.3.4.2. Calendario de Montos de Ingresos

Los ingresos que percibe la compañía generadora son los mismos que los presentados en la Tabla 249, dado que el precio y la cantidad de energía demandada por las empresas distribuidoras, son iguales.

9.3.4.3. Calendario de Montos de Egresos

9.3.4.3.1. Costos Variables

En este proyecto, se mantiene el hecho que los costos variables combustibles, son nulos en la operación de la planta, lógicamente porque no se emplea esta fuente primaria de energía, para llevar a cabo la generación de electricidad. Además, si se revisa la Tabla 224, es posible establecer que el costo variable de tipo no combustible, para el parque fotovoltaico, es cero.

9.3.4.3.2. Costos Fijos

En este caso, si se descuenta el pago de las remuneraciones contempladas, para los colaboradores al valor referencial, empleado para el caso de la planta fotovoltaica que usa paneles fijos, es decir 1% de la inversión, el valor asignable al ítem de Otros costos Fijos, cae por debajo de los CLP800.000 mensuales, valor que se considera muy bajo, si se compara con los otros casos estudiados y que no permite tener un rango de seguridad, en caso de necesidades extraordinarias en la Explotación de la Planta. Por esto, se considera el valor de Costos fijos calculado, para el caso del parque fotovoltaico con paneles fijos, presentado en la Alternativa 2A, aproximando con una ponderación, a través del cuociente, entre las potencias de ambas plantas, en este caso 16/21.

Entonces, el egreso, por causa de Otros Costos Fijos, diferentes a las remuneraciones, alcanza un valor de US$56.053, en el primer año. Por simplicidad, este valor se mantiene para el período de operación de la planta, siendo sólo ajustado al igual que en el caso de las remuneraciones por un factor de 1,03; que representa la inflación esperada de 3% de cada año.

De esta forma, el flujo de egresos, para la planta fotovoltaica con paneles montados en estructuras con seguidor (HTSAT), que inyecta energía a la Subestación Crucero 220kV, es el siguiente:

Tabla 261: Egresos anuales, en dólares, Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
Remuneraciones	$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147
Costos operacionales totales	$ 56.053	$ 57.735	$ 59.467	$ 61.251	$ 63.089
Total Egresos	$ 344.053	$ 354.375	$ 365.006	$ 375.956	$ 387.235

	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032
Remuneraciones	$ 333.871	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775
Costos operacionales totales	$ 64.981	$ 66.931	$ 68.939	$ 71.007	$ 73.137
Total Egresos	$ 398.852	$ 410.818	$ 423.142	$ 435.837	$ 448.912

	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037
Remuneraciones	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619	$ 422.938	$ 435.626
Costos operacionales totales	$ 75.331	$ 77.591	$ 79.919	$ 82.316	$ 84.786
Total Egresos	$ 462.379	$ 476.250	$ 490.538	$ 505.254	$ 520.412

	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Remuneraciones	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Costos operacionales totales	$ 87.329	$ 89.949	$ 92.648	$ 95.427	$ 98.290
Total Egresos	$ 536.024	$ 552.105	$ 568.668	$ 585.728	$ 603.300

9.3.4.4. Depreciaciones

Para determinar la depreciación de los Activos del Parque fotovoltaico, con paneles HTSAT, a conectar en la Subestación Crucero, se procede de la misma manera que en el caso del proyecto con paneles fijos, es decir respetando los valores entregados por el Servicio de Impuestos Internos (2003), presentados en el Anexo y homologando el tratamiento en aspectos como los activos autoconstruidos, terreno y otros, que ya han sido

mencionados en la sección 9.3.1.4. Entonces, de acuerdo a los supuestos mencionados, las vidas útiles contables, para los Activos del Proyecto son:

Tabla 262: Cuadro de vida útil de activos, en dólares, Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Activos Fijos	Valor	Nueva Vida Útil Normal	Depreciación lineal
Modulos Fotovoltaicos	7.520.000	10	752000
Inversores	1.696.000	10	169600
Transformadores			
Seguidores	2.160.000	10	216000
Sistema SS/AA	28.444	10	2844
Sistema Colector MT	623.301	10	62330
Sistema de Control y Comuniaciones	75.200	10	7520
Sistema de Protección Eléctrica Central	37.600	10	3760
Estación meteorológica	1.778	10	178
Transformador Elevador	306.108	10	30611
Transporte equipamiento principal	90.929	10	9093
Montaje equipamiento principal	135.825	10	13582
Instalación de faenas	1.778	20	89
Excavaciones	8.452.209	20	422610
Fundaciones	45.864	20	2293
Caminos internos y urbanización	72.445	20	3622
Obras menores, edificios y cierre perimetral	46.301	20	2315
Suministro Subestacion Salida	86.749	20	4337
Construccion y Montaje Subestacion Salida	94.580	20	4729
Suministro LAT	155.913	20	7796
Construccion y Montaje LAT	528.124	20	26406
Suministro Paño Subestacion de Conexión	105.361	20	5268
Construccion y Montaje Subestacion de Conexión	114.872	20	5744
Total	22.379.382		

Ahora, es posible presentar la depreciación lineal de los activos, en su período de operación, contemplando su vida útil, de acuerdo al SII.

Tabla 263: Cuadro de depreciación de activos, en dólares, Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026
Depreciación		$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728
Vt	$ 22.379.382	$ 20.626.654	$ 18.873.926	$ 17.121.197	$ 15.368.469

	Año 2027	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031
Depreciación	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728
Vt	$ 13.615.740	$ 11.863.012	$ 10.110.284	$ 8.357.555	$ 6.604.827

	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036
Depreciación	$ 1.752.728	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210
Vt	$ 4.852.099	$ 4.366.889	$ 3.881.679	$ 3.396.469	$ 2.911.259

	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Depreciación	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210
Vt	$ 2.426.049	$ 1.940.839	$ 1.455.630	$ 970.420	$ 485.210	-$ 0

9.3.4.5. Análisis de Proyecto puro

9.3.4.5.1. Escudo Fiscal

Dado que ya se ha tratado en detalle la herramienta del escudo fiscal, como medio de reducción de la base imponible, esta sección se limita a indicar al lector que puede encontrar la forma en que se aborda este beneficio tributario, ya sea por la depreciación de activos o por períodos con pérdidas, en la sección 9.3.1.5.1. A su vez, los resultados de este procedimiento son reflejados en el Flujo de caja, de la sección 9.3.4.5.3.

9.3.4.5.2. Ventas de Activos

Este proyecto no contempla la venta de activos, ni el reemplazo de éstos, basado en la experiencia de otros miembros de la industria, de acuerdo a lo explicado en la sección 9.3.1.4.

9.3.4.5.3. Flujo de caja puro

Para el caso del parque fotovoltaico con conexión a la Subestación Crucero 220kV, basado en paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), se tiene que el flujo de caja para el horizonte de vida de 20 años, es el que se presenta en las siguientes tres tablas:

Tabla 264: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 356.533	$ 456.822	$ 477.997	$ 546.589	$ 4.037.061	$ 3.886.968
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 56.053	$ 57.735	$ 59.467	$ 61.251	$ 63.089	$ 64.981
Margen operacional		$ 12.480	$ 102.447	$ 112.991	$ 170.632	$ 3.649.826	$ 3.488.116
Depreciación		$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728
Pérdida del ejercicio anterior			$ 1.740.249	$ 3.390.530	$ 5.030.267	$ 6.612.364	$ 4.715.266
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		-$ 1.740.249	-$ 3.390.530	-$ 5.030.267	-$ 6.612.364	-$ 4.715.266	-$ 2.979.878
Impuesto 1° categoría (25%)		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos		-$ 1.740.249	-$ 3.390.530	-$ 5.030.267	-$ 6.612.364	-$ 4.715.266	-$ 2.979.878
Valor Libro							
Depreciación		$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728
Pérdida del ejercicio anterior			$ 1.740.249	$ 3.390.530	$ 5.030.267	$ 6.612.364	$ 4.715.266
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo	$ 25.032.988						
Inversión Capital de Trabajo	$ 86.013						
Inversión Intangible	$ 5.111.911						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	-$ 30.230.912	$ 12.480	$ 102.447	$ 112.991	$ 170.632	$ 3.649.826	$ 3.488.116
Flujo actualizado	-$ 30.230.912	$ 11.345	$ 84.667	$ 84.892	$ 116.544	$ 2.266.255	$ 1.968.950
VAN acumulado	-$ 30.230.912	-$ 30.219.567	-$ 30.134.900	-$ 30.050.008	-$ 29.933.464	-$ 27.667.209	-$ 25.698.258

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 3.852.347	$ 3.829.000	$ 3.771.264	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 66.931	$ 68.939	$ 71.007	$ 73.137	$ 75.331	$ 77.591	$ 79.919
Margen operacional	$ 3.441.529	$ 3.405.858	$ 3.335.428	$ 3.253.110	$ 3.239.643	$ 3.225.771	$ 3.211.484
Depreciación	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210
Pérdida del ejercicio anterior	$ 2.979.878	$ 1.291.078	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 1.291.078	$ 362.052	$ 1.582.699	$ 1.500.382	$ 2.754.433	$ 2.740.561	$ 2.726.274
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ 90.513	$ 395.675	$ 375.095	$ 688.608	$ 685.140	$ 681.568
Utilidad Después de Impuestos	-$ 1.291.078	$ 271.539	$ 1.187.025	$ 1.125.286	$ 2.065.825	$ 2.055.421	$ 2.044.705
Valor Libro							
Depreciación	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210
Pérdida del ejercicio anterior	$ 2.979.878	$ 1.291.078	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 3.441.529	$ 3.315.345	$ 2.939.753	$ 2.878.015	$ 2.551.035	$ 2.540.631	$ 2.529.915
Flujo actualizado	$ 1.766.048	$ 1.546.633	$ 1.246.742	$ 1.109.599	$ 894.122	$ 809.523	$ 732.826
VAN acumulado	-$ 23.932.210	-$ 22.385.577	-$ 21.138.835	-$ 20.029.235	-$ 19.135.113	-$ 18.325.590	-$ 17.592.764

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 82.316	$ 84.786	$ 87.329	$ 89.949	$ 92.648	$ 95.427	$ 98.290
Margen operacional	$ 3.196.768	$ 3.181.610	$ 3.165.998	$ 3.149.917	$ 3.133.354	$ 3.116.294	$ 3.098.722
Depreciación	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	$ 2.711.558	$ 2.696.400	$ 2.680.788	$ 2.664.707	$ 2.648.144	$ 2.631.084	$ 2.613.512
Impuesto 1° categoría (25%)	$ 677.889	$ 674.100	$ 670.197	$ 666.177	$ 662.036	$ 657.771	$ 653.378
Utilidad Después de Impuestos	$ 2.033.668	$ 2.022.300	$ 2.010.591	$ 1.998.530	$ 1.986.108	$ 1.973.313	$ 1.960.134
Valor Libro							-$ 0
Depreciación	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							$ 86.013
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 2.518.878	$ 2.507.510	$ 2.495.801	$ 2.483.740	$ 2.471.318	$ 2.458.523	$ 2.531.357
Flujo actualizado	$ 663.299	$ 600.278	$ 543.159	$ 491.395	$ 444.488	$ 401.988	$ 376.270
VAN acumulado	-$ 16.929.464	-$ 16.329.186	-$ 15.786.027	-$ 15.294.633	-$ 14.850.144	-$ 14.448.156	-$ 14.071.886

9.3.4.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 265: Indicadores proyecto puro, en dólares. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 14.071.886
TIR	4%
Payback	No se logra

De acuerdo a los valores de los indicadores, se evidencia que el VAN es negativo, por lo que el proyecto no resulta rentable, bajo el escenario base, de demanda, precio e inversión, que acá se contempla. Sin embargo, este proyecto es sometido a un análisis de sensibilidad, que es presentado más adelante.

9.3.4.6. Análisis de Proyecto Financiado

9.3.4.6.1. Amortización e intereses

Cuando el proyecto se financia con 80% de crédito a una tasa de interés de 7,25% y un horizonte de 20 años, se obtiene la siguiente tabla de amortización y pago de intereses, asociados al crédito solicitado.

Tabla 266: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Año	Vt	Interés	Amortización	Cuota
0	$24.184.729	7,25%		20
1	$23.610.709	$1.753.393	$574.021	$2.327.414
2	$22.995.071	$1.711.776	$615.637	$2.327.414
3	$22.334.801	$1.667.143	$660.271	$2.327.414
4	$21.626.660	$1.619.273	$708.141	$2.327.414
5	$20.867.179	$1.567.933	$759.481	$2.327.414
6	$20.052.636	$1.512.871	$814.543	$2.327.414
7	$19.179.039	$1.453.816	$873.597	$2.327.414
8	$18.242.106	$1.390.480	$936.933	$2.327.414
9	$17.237.245	$1.322.553	$1.004.861	$2.327.414
10	$16.159.531	$1.249.700	$1.077.713	$2.327.414
11	$15.003.684	$1.171.566	$1.155.848	$2.327.414
12	$13.764.037	$1.087.767	$1.239.646	$2.327.414
13	$12.434.517	$997.893	$1.329.521	$2.327.414
14	$11.008.605	$901.502	$1.425.911	$2.327.414
15	$9.479.316	$798.124	$1.529.290	$2.327.414
16	$7.839.153	$687.250	$1.640.163	$2.327.414
17	$6.080.078	$568.339	$1.759.075	$2.327.414
18	$4.193.470	$440.806	$1.886.608	$2.327.414
19	$2.170.083	$304.027	$2.023.387	$2.327.414
20	$-0	$157.331	$2.170.083	$2.327.414

9.3.4.6.2. Escudo Fiscal

El Escudo Fiscal de este proyecto, es el mismo que en todos los proyectos con financiamiento revisados en este trabajo, vale decir, depreciación de los Activos, períodos con pérdidas y el pago de intereses. Su efecto se puede apreciar en el Flujos de caja, de la sección 9.3.4.6.3.

9.3.4.6.3. Flujo de caja con financiamiento

Tabla 267: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 356.533	$ 456.822	$ 477.997	$ 546.589	$ 4.037.061	$ 3.886.968
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 56.053	$ 57.735	$ 59.467	$ 61.251	$ 63.089	$ 64.981
Margen operacional		$ 12.480	$ 102.447	$ 112.991	$ 170.632	$ 3.649.826	$ 3.488.116
Depreciación		$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728
Pérdida del ejercicio anterior			$ 3.493.642	$ 6.855.699	$ 10.162.579	$ 13.363.949	$ 13.034.784
Interés CP							
Interés LP		$ 1.753.393	$ 1.711.776	$ 1.667.143	$ 1.619.273	$ 1.567.933	$ 1.512.871
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		-$ 3.493.642	-$ 6.855.699	-$ 10.162.579	-$ 13.363.949	-$ 13.034.784	-$ 12.812.267
Impuesto 1° categoría (25%)		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos		-$ 3.493.642	-$ 6.855.699	-$ 10.162.579	-$ 13.363.949	-$ 13.034.784	-$ 12.812.267
Valor Libro							
Depreciación		$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728
Pérdida del ejercicio anterior		$ -	$ 3.493.642	$ 6.855.699	$ 10.162.579	$ 13.363.949	$ 13.034.784
Amortización CP							
Amortización LP		$ 574.021	$ 615.637	$ 660.271	$ 708.141	$ 759.481	$ 814.543
Inversión Activo Fijo	$ 25.032.988						
Inversión Capital de Trabajo	$ 86.013						
Inversión Intangible	$ 5.111.911						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP	$ 24.184.729						
Flujo de Caja	-$ 6.046.182	-$ 2.314.934	-$ 2.224.966	-$ 2.214.423	-$ 2.156.781	$ 1.322.413	$ 1.160.702
Flujo actualizado	-$ 6.046.182	-$ 2.104.485	-$ 1.838.815	-$ 1.663.728	-$ 1.473.111	$ 821.114	$ 655.186
VAN acumulado	-$ 6.046.182	-$ 8.150.668	-$ 9.989.483	-$ 11.653.211	-$ 13.126.322	-$ 12.305.208	-$ 11.650.022

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 3.852.347	$ 3.829.000	$ 3.771.264	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 66.931	$ 68.939	$ 71.007	$ 73.137	$ 75.331	$ 77.591	$ 79.919
Margen operacional	$ 3.441.529	$ 3.405.858	$ 3.335.428	$ 3.253.110	$ 3.239.643	$ 3.225.771	$ 3.211.484
Depreciación	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210
Pérdida del ejercicio anterior	$ 12.812.267	$ 12.577.282	$ 12.314.633	$ 12.054.486	$ 11.803.805	$ 10.220.938	$ 8.568.144
Interés CP							
Interés LP	$ 1.453.816	$ 1.390.480	$ 1.322.553	$ 1.249.700	$ 1.171.566	$ 1.087.767	$ 997.893
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 12.577.282	-$ 12.314.633	-$ 12.054.486	-$ 11.803.805	-$ 10.220.938	-$ 8.568.144	-$ 6.839.762
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos	-$ 12.577.282	-$ 12.314.633	-$ 12.054.486	-$ 11.803.805	-$ 10.220.938	-$ 8.568.144	-$ 6.839.762
Valor Libro							
Depreciación	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 1.752.728	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210
Pérdida del ejercicio anterior	$ 12.812.267	$ 12.577.282	$ 12.314.633	$ 12.054.486	$ 11.803.805	$ 10.220.938	$ 8.568.144
Amortización CP							
Amortización LP	$ 873.597	$ 936.933	$ 1.004.861	$ 1.077.713	$ 1.155.848	$ 1.239.646	$ 1.329.521
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 1.114.115	$ 1.078.445	$ 1.008.014	$ 925.697	$ 912.229	$ 898.358	$ 884.070
Flujo actualizado	$ 571.717	$ 503.102	$ 427.496	$ 356.896	$ 319.731	$ 286.244	$ 256.084
VAN acumulado	-$ 11.078.305	-$ 10.575.202	-$ 10.147.706	-$ 9.790.810	-$ 9.471.079	-$ 9.184.834	-$ 8.928.751

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022	$ 3.702.022
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 82.316	$ 84.786	$ 87.329	$ 89.949	$ 92.648	$ 95.427	$ 98.290
Margen operacional	$ 3.196.768	$ 3.181.610	$ 3.165.998	$ 3.149.917	$ 3.133.354	$ 3.116.294	$ 3.098.722
Depreciación	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210
Pérdida del ejercicio anterior	$ 6.839.762	$ 5.029.707	$ 3.131.431	$ 1.137.893	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP	$ 901.502	$ 798.124	$ 687.250	$ 568.339	$ 440.806	$ 304.027	$ 157.331
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 5.029.707	-$ 3.131.431	-$ 1.137.893	$ 958.476	$ 2.207.338	$ 2.327.057	$ 2.456.181
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ 239.619	$ 551.835	$ 581.764	$ 614.045
Utilidad Después de Impuestos	-$ 5.029.707	-$ 3.131.431	-$ 1.137.893	$ 718.857	$ 1.655.504	$ 1.745.293	$ 1.842.136
Valor Libro							-$ 0
Depreciación	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210	$ 485.210
Pérdida del ejercicio anterior	$ 6.839.762	$ 5.029.707	$ 3.131.431	$ 1.137.893	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP	$ 1.425.911	$ 1.529.290	$ 1.640.163	$ 1.759.075	$ 1.886.608	$ 2.023.387	$ 2.170.083
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 869.354	$ 854.197	$ 838.584	$ 582.885	$ 254.106	$ 207.116	$ 157.263
Flujo actualizado	$ 228.928	$ 204.488	$ 182.500	$ 115.321	$ 45.703	$ 33.865	$ 23.376
VAN acumulado	-$ 8.699.823	-$ 8.495.335	-$ 8.312.834	-$ 8.197.514	-$ 8.151.811	-$ 8.117.946	-$ 8.094.569

9.3.4.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 268: Indicadores, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 2B - Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 8.094.569
payback	No se logra

Esta alternativa no resulta rentable, al observar como el VAN da un valor negativo, por lo que en las condiciones del escenario base de inversión y precio de venta de energía, no se recomienda llevar a cabo el proyecto.

9.3.5. Alternativa 3A: Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV

9.3.5.1. Calendario de inversiones y reinversiones

Las inversiones que se realizan en este proyecto, son consideradas en el año 0 y contempla la construcción, adquisición de equipos, pruebas, trámites y puesta en servicio, del parque fotovoltaico y sus instalaciones de Alta, Media y Baja Tensión. A su vez, estas inversiones se pueden clasificar como: Activos fijos, activos intangibles y capital de trabajo, considerando éste último, como el monto equivalente a los costos operacionales de tres meses.

Es importante destacar que en este proyecto, no se consideran reinversiones, al menos de los principales equipos del proyecto, que llevan la fuerza del capital. El motivo, es que se asume un criterio conservador en el dimensionamiento de la planta, justificado en el hecho que la concesionaria de distribución eléctrica Emelat, alcanza su demanda máxima hacia el año 2025 y si se considera que el parque fotovoltaico, comienza su operación al año 2023, significa que apenas entrada en operación la planta, debe comenzar nuevamente con el proceso de adquisición y montaje de los equipos complementarios, de forma de obtener el nivel de capacidad acorde con el aumento de la demanda energética (se consideran 18 meses de plazo, entre la entrega de los nuevos activos y su puesta en servicio), pensando que los estudios y documentación requeridos para la ampliación del

parque, ya han sido gestionados y aprobados, por la autoridad, durante la etapa de Construcción del parque. Además, aspectos como los costos por terreno, excavaciones, fundaciones, obras civiles, la línea de transmisión y el acondicionamiento de las Subestaciones de Salida y llegada, entre otros, han sido considerados en el proyecto original, es decir los temas de construcción se encuentran resueltos, desde el año cero. Con lo anterior, la única eventual reinversión que puede ocurrir, guarda relación con los nuevos equipos y su montaje, lo cual se encuentra sometido a un riesgo, que es consecuencia de fluctuaciones en el tipo de cambio.

Otros elementos como pueden ser computadoras, camionetas, impresoras, entre otros, son absorbidos en los ítems: "Varios" e "Imprevistos" y además se espera que no influyan en gran manera, en la factibilidad del proyecto, dada las magnitudes de inversión, que éste maneja.

Un aspecto importante a destacar, es que el monto de las inversiones que acá se presentan, son coherentes con la explicación dada en la sección 6.3.3, es decir que se contempla la ponderación de los egresos, de acuerdo al nivel de potencia del parque, usando como referencia los datos entregados por la Comisión Nacional de Energía (2016), de forma de familiarizar al lector con las cifras, de acuerdo a los diferentes hitos que contempla el proyecto. No obstante, dado que durante el presente año, ha surgido una actualización, de los montos unitarios de inversión, es decir US$/kW instalados, presentada en la Resolución Exenta N°69, del 06 de Febrero de 2017, donde se aprueba "Informe de Costos de Tecnologías de Generación", de Enero de 2017 (Comisión Nacional de Energía, 2017), es que estos nuevos valores, son empleados en el Análisis de Sensibilidad del Proyecto, los que finalmente dan cuenta de la Rentabilidad real del proyecto.

Respetando todos los aspectos mencionados anteriormente, se presentan tres tablas, donde se hace la distinción de los desembolsos, para cada una de las adquisiciones mencionadas.

Tabla 269: Activos Fijos. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Fijos	PV Fijo
Modulos Fotovoltaicos	6.110.000
Inversores	1.391.000
Transformadores	
Seguidores	0
Sistema SS/AA	27.733
Sistema Colector MT	506.432
Sistema de Control y Comuniaciones	61.100
Sistema de Protección Eléctrica Central	30.550
Estación meteorológica	1.733
Transformador Elevador	272.452
Instalación de faenas	1.456
Excavaciones	6.954.235
Fundaciones	37.531
Caminos internos y urbanización	67.780
Obras menores, edificios y cierre perimetral	40.794
Transporte equipamiento principal	170.565
Montaje equipamiento principal	110.358
Costos indirectos construcción como % del costo directo	1.476.544
Gastos generales de construcción como % del costo directo	738.272
Suministro Subestacion Salida	84.581
Construccion y Montaje Subestacion Salida	92.215
Suministro LAT	152.015
Construccion y Montaje LAT	514.921
Suministro Paño Subestacion de Conexión	102.727
Construccion y Montaje Subestacion de Conexión	112.000
- Costo terreno central fotovoltaica	370.631

Tabla 270: Activos Intangibles. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Intangibles	PV Fijo
- Ingeniería para EIA	54.096
- Ingeniería básica para licitación	52.406
- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	292.121
- Estudio Impacto ambiental	67.621
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico,aire)	36.262
Derechos de internación	0
Seguros Generales	46.235
- Servidumbres LAT	137.003
Compensaciones a la comunidad	8.667
Gastos de puesta en marcha	104.000
Varios	39.075
imprevistos	3.039.766

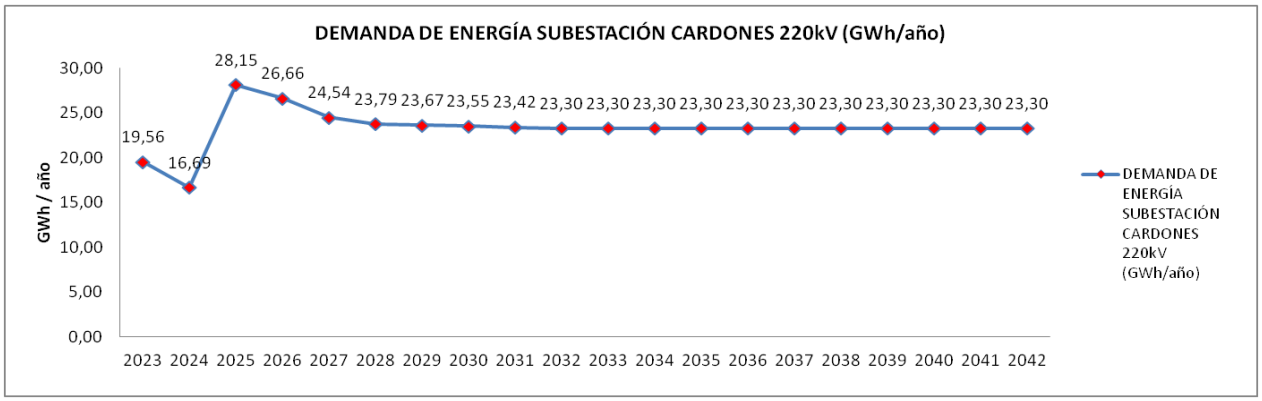
Tabla 271: Capital de Trabajo. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Capital de Trabajo	PV Fijo
Inversión Capital de Trabajo	87.393

9.3.5.2. Calendario de Montos de Ingresos

De acuerdo con el Estudio de Mercado realizado en esta memoria, para los clientes regulados, que reciben su energía desde la distribuidora Emelat y cuyo punto de compra de energía, es en la Subestación Cardones 220kV, se espera que la demanda energética, presente una evolución, de acuerdo a lo manifestado en el siguiente gráfico:

Gráfico 54: Proyección de demanda energética de clientes regulados, Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración propia)



Revisando la gráfica anterior, si bien en los primeros años, se aprecia una demanda más baja de energía, esta situación no es tan evidente como en las alternativas de punto de venta de energía en la Subestación Tarapacá 220kV y Crucero 220kV.

Para poder realizar una comparación con las otras alternativas, es que se considera en los cálculos el precio por venta de energía en 89,34 [US$/MWh], con una desviación estándar de 29,54 [US$/MWh].

De lo anterior, es sencillo determinar los ingresos a la generadora, a través de la multiplicación del precio promedio considerado y la demanda de energía en la Subestación Cardones 220kV, presentada en el gráfico anterior.

Tabla 272: Ingresos operacionales anuales, en dólares, Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
Ingresos por venta	$ 1.747.465	$ 1.491.467	$ 2.515.460	$ 2.381.895	$ 2.192.679
Total Ingresos	$ 1.747.465	$ 1.491.467	$ 2.515.460	$ 2.381.895	$ 2.192.679

	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032
Ingresos por venta	$ 2.125.897	$ 2.114.767	$ 2.103.637	$ 2.092.506	$ 2.081.376
Total Ingresos	$ 2.125.897	$ 2.114.767	$ 2.103.637	$ 2.092.506	$ 2.081.376

	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037
Ingresos por venta	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376
Total Ingresos	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376

	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376
Total Ingresos	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376

En el capítulo de análisis de sensibilidad del proyecto, se emplea la desviación estándar del precio, como una medida de la variabilidad de éste, lo que permite establecer la condición final de riesgo del proyecto.

9.3.5.3. Calendario de Montos de Egresos

Tal como se ha podido revisar, a lo largo de este capítulo, particularmente el detalle presentado en la sección 9.3.1.3, los costos variables, debido a la producción de energía en una planta fotovoltaica, son nulos, independientes de la naturaleza de tipo combustible o no combustible, que éstos tengan.

9.3.5.3.1. Costos Fijos

Los costos fijos, responden a los desembolsos que la generadora debe realizar, con el fin de mantener la correcta operación de la planta, no teniendo relación directa con la cantidad de energía generada. Dentro de esta categoría, para el desarrollo del flujo de caja, se contempla como referencia, los valores indicados por la Comisión Nacional de Energía (2017), los cuales se aprecian en la Tabla 225.

Ahora bien, el costo anual por remuneración, presentado en la Tabla 209, es decir US$ 288.000, por si sólo sobrepasa el 1% de la inversión total, de acuerdo a lo expuesto en la Tabla 225, por lo que se emplea un valor de 1,5%, obteniendo de esta forma un egreso, que el autor denomina como Otros Costos Fijos, de US$61.573, durante el primer año. Por simplicidad, este valor se mantiene para el período de operación de la planta, siendo sólo ajustado al igual que en el caso de las remuneraciones, por un factor de 1,03; que representa la inflación esperada de 3% de cada año.

De esta forma, el flujo de egresos, para la planta fotovoltaica, con paneles fijos e inclinados, que se conecta a la Subestación Cardones 220kV, es el siguiente:

Tabla 273: Egresos anuales, en dólares, Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
Remuneraciones	$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147
Otros Costos Fijos	$ 61.573	$ 63.420	$ 65.323	$ 67.283	$ 69.301
Total Egresos	$ 349.573	$ 360.060	$ 370.862	$ 381.988	$ 393.448

	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032
Remuneraciones	$ 333.871	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775
Otros Costos Fijos	$ 71.380	$ 73.522	$ 75.727	$ 77.999	$ 80.339
Total Egresos	$ 405.251	$ 417.409	$ 429.931	$ 442.829	$ 456.114

	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037
Remuneraciones	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619	$ 422.938	$ 435.626
Otros Costos Fijos	$ 82.749	$ 85.232	$ 87.789	$ 90.422	$ 93.135
Total Egresos	$ 469.797	$ 483.891	$ 498.408	$ 513.360	$ 528.761

	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Remuneraciones	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 95.929	$ 98.807	$ 101.771	$ 104.824	$ 107.969
Total Egresos	$ 544.624	$ 560.962	$ 577.791	$ 595.125	$ 612.979

9.3.5.4. Depreciaciones

Para determinar la depreciación de los Activos del Parque fotovoltaico, con paneles fijos, a conectar en la Subestación Cardones 220kV, se procede de la misma manera que en el caso de los proyectos con paneles fijos, contemplados para las Subestaciones Tarapacá y Crucero, respecto a temas como vida útil, costos en activos autoconstruidos, terreno y otros, que ya han sido detalladamente explicados en la sección 9.3.1.4. Entonces, en las siguientes dos tablas, se pueden obtener, la vida útil de los activos y su depreciación.

Tabla 274: Cuadro de vida útil de activos, Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Activos Fijos	Valor	Nueva Vida Útil Normal	Depreciación lineal
Modulos Fotovoltaicos	6.110.000	10	611000
Inversores	1.391.000	10	139100
Transformadores			
Seguidores	0	10	0
Sistema SS/AA	27.733	10	2773
Sistema Colector MT	506.432	10	50643
Sistema de Control y Comuniaciones	61.100	10	6110
Sistema de Protección Eléctrica Central	30.550	10	3055
Estación meteorológica	1.733	10	173
Transformador Elevador	272.452	10	27245
Transporte equipamiento principal	170.565	10	17056
Montaje equipamiento principal	110.358	10	11036
Instalación de faenas	1.456	20	73
Excavaciones	6.954.235	20	347712
Fundaciones	37.531	20	1877
Caminos internos y urbanización	67.780	20	3389
Obras menores, edificios y cierre perimetral	40.794	20	2040
Suministro Subestacion Salida	84.581	20	4229
Construccion y Montaje Subestacion Salida	92.215	20	4611
Suministro LAT	152.015	20	7601
Construccion y Montaje LAT	514.921	20	25746
Suministro Paño Subestacion de Conexión	102.727	20	5136
Construccion y Montaje Subestacion de Conexión	112.000	20	5600
Total	16.842.178		

Tabla 275: Cuadro de depreciación de activos, en dólares, Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026
Depreciación		$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205
Vt	$ 16.842.178	$ 15.565.973	$ 14.289.768	$ 13.013.563	$ 11.737.358

	Año 2027	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031
Depreciación	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205
Vt	$ 10.461.153	$ 9.184.948	$ 7.908.743	$ 6.632.538	$ 5.356.333

	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036
Depreciación	$ 1.276.205	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013
Vt	$ 4.080.128	$ 3.672.115	$ 3.264.102	$ 2.856.089	$ 2.448.077

	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Depreciación	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013
Vt	$ 2.040.064	$ 1.632.051	$ 1.224.038	$ 816.026	$ 408.013	-$ 0

9.3.5.5. Análisis de Proyecto puro

9.3.5.5.1. Escudo Fiscal

En el Flujo de caja, de la sección 9.3.5.5.3, se puede apreciar la acción de Escudo Fiscal, de la depreciación de los Activos y de los períodos con pérdidas, los cuales rebajan el monto imponible, correspondiente a las utilidades antes de impuesto.

9.3.5.5.2. Ventas de Activos

No se considera venta ni reemplazo de activos, incluso se estima, basado en la experiencia de otras firmas de la industria, que éstos pueden seguir operando durante los 20 años que dura el contrato de suministro de energía a las empresas distribuidoras.

9.3.5.5.3. Flujo de caja puro

Para el caso del parque fotovoltaico con conexión a la Subestación Cardones 220kV, basado en paneles montados en estructuras fijas e inclinadas, se tiene el siguiente flujo de caja, para un horizonte de 20 años.

Tabla 276: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 1.747.465	$ 1.491.467	$ 2.515.460	$ 2.381.895	$ 2.192.679	$ 2.125.897
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 61.573	$ 63.420	$ 65.323	$ 67.283	$ 69.301	$ 71.380
Margen operacional		$ 1.397.892	$ 1.131.407	$ 2.144.597	$ 1.999.907	$ 1.799.232	$ 1.720.646
Depreciación		$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205
Pérdida del ejercicio anterior			$ -	$ 144.798	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		$ 121.687	-$ 144.798	$ 723.594	$ 723.702	$ 523.027	$ 444.441
Impuesto 1° categoría (25%)		$ 30.422	$ -	$ 180.899	$ 180.926	$ 130.757	$ 111.110
Utilidad Después de Impuestos		$ 91.265	-$ 144.798	$ 542.696	$ 542.777	$ 392.270	$ 333.331
Valor Libro							
Depreciación		$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205
Pérdida del ejercicio anterior			$ -	$ 144.798	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo	$ 19.056.993						
Inversión Capital de Trabajo	$ 87.393						
Inversión Intangible	$ 4.247.882						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	-$ 23.392.268	$ 1.367.470	$ 1.131.407	$ 1.963.699	$ 1.818.982	$ 1.668.475	$ 1.609.536
Flujo actualizado	-$ 23.392.268	$ 1.243.155	$ 935.047	$ 1.475.356	$ 1.242.389	$ 1.035.992	$ 908.541
VAN acumulado	-$ 23.392.268	-$ 22.149.113	-$ 21.214.066	-$ 19.738.710	-$ 18.496.321	-$ 17.460.329	-$ 16.551.788

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 2.114.767	$ 2.103.637	$ 2.092.506	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 73.522	$ 75.727	$ 77.999	$ 80.339	$ 82.749	$ 85.232	$ 87.789
Margen operacional	$ 1.697.358	$ 1.673.706	$ 1.649.677	$ 1.625.262	$ 1.611.579	$ 1.597.485	$ 1.582.968
Depreciación	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	$ 421.153	$ 397.501	$ 373.472	$ 349.057	$ 1.203.566	$ 1.189.472	$ 1.174.955
Impuesto 1° categoría (25%)	$ 105.288	$ 99.375	$ 93.368	$ 87.264	$ 300.892	$ 297.368	$ 293.739
Utilidad Después de Impuestos	$ 315.865	$ 298.126	$ 280.104	$ 261.793	$ 902.675	$ 892.104	$ 881.217
Valor Libro							
Depreciación	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 1.592.070	$ 1.574.331	$ 1.556.309	$ 1.537.998	$ 1.310.687	$ 1.300.117	$ 1.289.229
Flujo actualizado	$ 816.984	$ 734.437	$ 660.027	$ 592.965	$ 459.388	$ 414.257	$ 373.444
VAN acumulado	-$ 15.734.805	-$ 15.000.368	-$ 14.340.341	-$ 13.747.376	-$ 13.287.988	-$ 12.873.731	-$ 12.500.287

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 90.422	$ 93.135	$ 95.929	$ 98.807	$ 101.771	$ 104.824	$ 107.969
Margen operacional	$ 1.568.016	$ 1.552.615	$ 1.536.752	$ 1.520.414	$ 1.503.585	$ 1.486.251	$ 1.468.397
Depreciación	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	$ 1.160.003	$ 1.144.602	$ 1.128.740	$ 1.112.401	$ 1.095.572	$ 1.078.238	$ 1.060.385
Impuesto 1° categoría (25%)	$ 290.001	$ 286.151	$ 282.185	$ 278.100	$ 273.893	$ 269.560	$ 265.096
Utilidad Después de Impuestos	$ 870.002	$ 858.452	$ 846.555	$ 834.301	$ 821.679	$ 808.679	$ 795.288
Valor Libro							-$ 0
Depreciación	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							$ 87.393
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 1.278.015	$ 1.266.465	$ 1.254.567	$ 1.242.313	$ 1.229.692	$ 1.216.691	$ 1.290.694
Flujo actualizado	$ 336.541	$ 303.182	$ 273.030	$ 245.785	$ 221.171	$ 198.939	$ 191.854
VAN acumulado	-$ 12.163.746	-$ 11.860.564	-$ 11.587.534	-$ 11.341.749	-$ 11.120.578	-$ 10.921.639	-$ 10.729.786

9.3.5.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 277: Indicadores, en dólares, proyecto puro. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 10.729.786
TIR	2%
Payback	No se logra

De acuerdo a los valores de los indicadores, se evidencia que el proyecto financiado sólo con capital propio y con la situación base de precio e inversión, no resulta rentable. Ahora bien, este proyecto es sometido a un análisis de sensibilidad en el siguiente capítulo, de forma de determinar las condiciones, en que eventualmente puede resultar un buen negocio.

9.3.5.6. Análisis de Proyecto Financiado

En este análisis de financiamiento del proyecto, se consideran las mismas condiciones que en el caso del proyecto solventado únicamente con patrimonio, es decir,

aspectos como la venta de activos y su depreciación, ingresos por venta de energía y costos, son abordados de la misma manera que en el caso anterior.

9.3.5.6.1. Amortización e intereses

Para financiar el proyecto del parque fotovoltaico, que inyecta energía en la Subestación Cardones 220kV, a través de paneles fotovoltaicos (PV) fijos, se considera una tasa de interés de 7,25% por el pago de un crédito de 80% de la inversión total del proyecto, en un horizonte de 20 años. Lo anterior permite determinar la amortización y el pago de intereses de la deuda, de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 278: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Año	Vt	Interés	Amortización	Cuota
0	$18.713.815	7,25%		20
1	$18.269.645	$1.356.752	$444.169	$1.800.921
2	$17.793.273	$1.324.549	$476.372	$1.800.921
3	$17.282.365	$1.290.012	$510.909	$1.800.921
4	$16.734.415	$1.252.971	$547.950	$1.800.921
5	$16.146.739	$1.213.245	$587.676	$1.800.921
6	$15.516.457	$1.170.639	$630.282	$1.800.921
7	$14.840.479	$1.124.943	$675.978	$1.800.921
8	$14.115.493	$1.075.935	$724.986	$1.800.921
9	$13.337.945	$1.023.373	$777.548	$1.800.921
10	$12.504.026	$967.001	$833.920	$1.800.921
11	$11.609.646	$906.542	$894.379	$1.800.921
12	$10.650.425	$841.699	$959.222	$1.800.921
13	$9.621.660	$772.156	$1.028.765	$1.800.921
14	$8.518.309	$697.570	$1.103.351	$1.800.921
15	$7.334.966	$617.577	$1.183.344	$1.800.921
16	$6.065.830	$531.785	$1.269.136	$1.800.921
17	$4.704.681	$439.773	$1.361.148	$1.800.921
18	$3.244.850	$341.089	$1.459.832	$1.800.921
19	$1.679.180	$235.252	$1.565.669	$1.800.921
20	$-0	$121.741	$1.679.180	$1.800.921

9.3.5.6.2. Escudo Fiscal

Además de la depreciación de los Activos y de las pérdidas que puede presentar la compañía, se considera como Escudo Fiscal, el pago de los intereses de la deuda que se sostiene, por lo que deben ser incluidos en el flujo de caja del proyecto, dentro de las Utilidades antes de impuestos, lo que origina una variación en este resultado, rebajando el

monto imponible. Esta situación, se presenta en el Flujo de caja con Financiamiento, de la sección 9.3.5.6.3.

9.3.5.6.3. Flujo de caja con financiamiento

Tabla 279: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 1.747.465	$ 1.491.467	$ 2.515.460	$ 2.381.895	$ 2.192.679	$ 2.125.897
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 61.573	$ 63.420	$ 65.323	$ 67.283	$ 69.301	$ 71.380
Margen operacional		$ 1.397.892	$ 1.131.407	$ 2.144.597	$ 1.999.907	$ 1.799.232	$ 1.720.646
Depreciación		$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205
Pérdida del ejercicio anterior			$ 1.235.064	$ 2.704.412	$ 3.126.032	$ 3.655.301	$ 4.345.519
Interés CP							
Interés LP		$ 1.356.752	$ 1.324.549	$ 1.290.012	$ 1.252.971	$ 1.213.245	$ 1.170.639
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		-$ 1.235.064	-$ 2.704.412	-$ 3.126.032	-$ 3.655.301	-$ 4.345.519	-$ 5.071.717
Impuesto 1° categoría (25%)		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos		-$ 1.235.064	-$ 2.704.412	-$ 3.126.032	-$ 3.655.301	-$ 4.345.519	-$ 5.071.717
Valor Libro							
Depreciación		$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205
Pérdida del ejercicio anterior		$ -	$ 1.235.064	$ 2.704.412	$ 3.126.032	$ 3.655.301	$ 4.345.519
Amortización CP							
Amortización LP		$ 444.169	$ 476.372	$ 510.909	$ 547.950	$ 587.676	$ 630.282
Inversión Activo Fijo	$ 19.056.993						
Inversión Capital de Trabajo	$ 87.393						
Inversión Intangible	$ 4.247.882						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP	$ 18.713.815						
Flujo de Caja	-$ 4.678.454	-$ 403.029	-$ 669.514	$ 343.677	$ 198.986	-$ 1.689	-$ 80.275
Flujo actualizado	-$ 4.678.454	-$ 366.390	-$ 553.317	$ 258.209	$ 135.910	-$ 1.049	-$ 45.313
VAN acumulado	-$ 4.678.454	-$ 5.044.843	-$ 5.598.161	-$ 5.339.952	-$ 5.204.041	-$ 5.205.090	-$ 5.250.403

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 2.114.767	$ 2.103.637	$ 2.092.506	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 73.522	$ 75.727	$ 77.999	$ 80.339	$ 82.749	$ 85.232	$ 87.789
Margen operacional	$ 1.697.358	$ 1.673.706	$ 1.649.677	$ 1.625.262	$ 1.611.579	$ 1.597.485	$ 1.582.968
Depreciación	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013
Pérdida del ejercicio anterior	$ 5.071.717	$ 5.775.506	$ 6.453.940	$ 7.103.841	$ 7.721.785	$ 7.424.761	$ 7.076.988
Interés CP							
Interés LP	$ 1.124.943	$ 1.075.935	$ 1.023.373	$ 967.001	$ 906.542	$ 841.699	$ 772.156
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 5.775.506	-$ 6.453.940	-$ 7.103.841	-$ 7.721.785	-$ 7.424.761	-$ 7.076.988	-$ 6.674.188
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos	-$ 5.775.506	-$ 6.453.940	-$ 7.103.841	-$ 7.721.785	-$ 7.424.761	-$ 7.076.988	-$ 6.674.188
Valor Libro							
Depreciación	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 1.276.205	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013
Pérdida del ejercicio anterior	$ 5.071.717	$ 5.775.506	$ 6.453.940	$ 7.103.841	$ 7.721.785	$ 7.424.761	$ 7.076.988
Amortización CP							
Amortización LP	$ 675.978	$ 724.986	$ 777.548	$ 833.920	$ 894.379	$ 959.222	$ 1.028.765
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	-$ 103.563	-$ 127.215	-$ 151.244	-$ 175.659	-$ 189.342	-$ 203.436	-$ 217.953
Flujo actualizado	-$ 53.144	-$ 59.347	-$ 64.142	-$ 67.724	-$ 66.363	-$ 64.821	-$ 63.133
VAN acumulado	-$ 5.303.547	-$ 5.362.894	-$ 5.427.036	-$ 5.494.760	-$ 5.561.123	-$ 5.625.944	-$ 5.689.077

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 90.422	$ 93.135	$ 95.929	$ 98.807	$ 101.771	$ 104.824	$ 107.969
Margen operacional	$ 1.568.016	$ 1.552.615	$ 1.536.752	$ 1.520.414	$ 1.503.585	$ 1.486.251	$ 1.468.397
Depreciación	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013
Pérdida del ejercicio anterior	$ 6.674.188	$ 6.211.756	$ 5.684.731	$ 5.087.776	$ 4.415.148	$ 3.660.665	$ 2.817.679
Interés CP							
Interés LP	$ 697.570	$ 617.577	$ 531.785	$ 439.773	$ 341.089	$ 235.252	$ 121.741
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 6.211.756	-$ 5.684.731	-$ 5.087.776	-$ 4.415.148	-$ 3.660.665	-$ 2.817.679	-$ 1.879.035
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos	-$ 6.211.756	-$ 5.684.731	-$ 5.087.776	-$ 4.415.148	-$ 3.660.665	-$ 2.817.679	-$ 1.879.035
Valor Libro							-$ 0
Depreciación	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013	$ 408.013
Pérdida del ejercicio anterior	$ 6.674.188	$ 6.211.756	$ 5.684.731	$ 5.087.776	$ 4.415.148	$ 3.660.665	$ 2.817.679
Amortización CP							
Amortización LP	$ 1.103.351	$ 1.183.344	$ 1.269.136	$ 1.361.148	$ 1.459.832	$ 1.565.669	$ 1.679.180
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	-$ 232.905	-$ 248.306	-$ 264.169	-$ 280.507	-$ 297.336	-$ 314.670	-$ 332.524
Flujo actualizado	-$ 61.331	-$ 59.442	-$ 57.491	-$ 55.497	-$ 53.479	-$ 51.451	-$ 49.428
VAN acumulado	-$ 5.750.409	-$ 5.809.851	-$ 5.867.342	-$ 5.922.839	-$ 5.976.317	-$ 6.027.768	-$ 6.077.196

9.3.5.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 280: Indicadores, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 3A - Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 6.077.196
payback	No se logra

De acuerdo a los valores de los indicadores, se evidencia que si bien mejora el VAN, respecto al proyecto sin financiamiento, éste aún continúa sin rentabilidad, por lo que nuevamente, bajo las condiciones del escenario base de inversión y precio de venta de energía, no se recomienda llevar a cabo el proyecto. Sin embargo, los valores de los dos drivers mencionados anteriormente, son sometidos a un análisis de sensibilidad, que es presentado en el siguiente capítulo.

9.3.6. Alternativa 3B: Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Cardones 220kV

9.3.6.1. Calendario de inversiones y reinversiones

La totalidad de las inversiones, requeridas para la entrada en operación del parque fotovoltaico, se realiza en los 18 meses inmediatamente antes, a la entrada en vigencia del contrato de suministro de energía eléctrica, por el bloque 1-B, en la Subestación Cardones 220kV. Estos desembolsos se pueden clasificar como: Activos fijos, activos intangibles y capital de trabajo, considerando en éste último, el monto equivalente a los costos operacionales de tres meses.

Entonces, respetando las mismas condiciones que en todas las alternativas de inversión, que emplean paneles montados en estructuras con seguidor horizontal, tipo HTSAT, expuestas en esta memoria, se obtiene una serie de tablas, con los montos de inversión, de acuerdo a la clasificación presentada en el párrafo anterior.

Tabla 281: Activos Fijos. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Fijos	HTSAT
Modulos Fotovoltaicos	4.700.000
Inversores	1.070.000
Transformadores	
Seguidores	1.350.000
Sistema SS/AA	21.333
Sistema Colector MT	389.563
Sistema de Control y Comuniaciones	47.000
Sistema de Protección Eléctrica Central	23.500
Estación meteorológica	1.333
Transformador Elevador	209.578
Instalación de faenas	1.120
Excavaciones	5.349.412
Fundaciones	28.870
Caminos internos y urbanización	52.139
Obras menores, edificios y cierre perimetral	31.380
Transporte equipamiento principal	131.204
Montaje equipamiento principal	84.891
Costos indirectos construcción como % del costo directo	1.135.803
Gastos generales de construcción como % del costo directo	567.901
Suministro Subestacion Salida	65.062
Construccion y Montaje Subestacion Salida	70.935
Suministro LAT	116.935
Construccion y Montaje LAT	396.093
Suministro Paño Subestacion de Conexión	79.021
Construccion y Montaje Subestacion de Conexión	86.154
- Costo terreno central fotovoltaica	370.631

Tabla 282: Activos Intangibles. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Activos Intangibles	HTSAT
- Ingeniería para EIA	41.613
- Ingeniería básica para licitación	40.312
- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	224.708
- Estudio Impacto ambiental	52.016
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico,aire)	27.893
Derechos de internación	0
Seguros Generales	35.565
- Servidumbres LAT	105.387
Compensaciones a la comunidad	6.667
Gastos de puesta en marcha	80.000
Varios	30.058
imprevistos	2.553.611

Tabla 283: Capital de Trabajo. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles HTSAT, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Inversión (US$)
Capital de Trabajo	HTSAT
Inversión Capital de Trabajo	83.841

9.3.6.2. Calendario de Montos de Ingresos

Los ingresos que percibe la compañía generadora son los mismos que los presentados en la Tabla 272, debido a que sin importar la configuración del parque fotovoltaico, la energía vendida a las empresas distribuidoras es la misma, así como también el precio con que se transa, el cual corresponde a 89,34 [US$/MWh], valor que es empleado en el flujo de caja de este proyecto, que se presenta más adelante.

9.3.6.3. Calendario de Montos de Egresos

9.3.6.3.1. Costos Variables

Respecto a los costos variables en los parques fotovoltaicos, se mantiene el hecho de que ya sean combustibles o no combustibles, su valor es nulo, por lo que la empresa, no debe realizar egresos, por este concepto, en los períodos de facturación.

9.3.6.3.2. Costos Fijos

De acuerdo, al valor referencial de 1% del total de la inversión, empleado en el proyecto que considera paneles fijos, para inyectar energía en la Subestación Cardones 220kV (Alternativa 1A), tan sólo si se toma en cuenta las remuneraciones, este valor es excedido. Por lo anterior, se consideran los Costos fijos calculados, para la mencionada alternativa 1A, realizando una ponderación de este valor, a través del cuociente, entre las potencias de ambas plantas, en este caso 10/13.

Entonces, el egreso, por causa de Otros Costos Fijos, diferentes a las remuneraciones, alcanza un valor de US$47.364, en el primer año, el cual considera incrementos de 3%, de acuerdo a la inflación esperada para cada año.

De esta forma, el flujo de egresos, para la planta fotovoltaica con paneles montados en estructuras con seguidor (HTSAT), que se conecta a la Subestación Cardones 220kV, es el siguiente:

Tabla 284: Egresos anuales, en dólares, Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
Remuneraciones	$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147
Otros Costos Fijos	$ 47.364	$ 48.785	$ 50.248	$ 51.756	$ 53.309
Total Egresos	$ 335.364	$ 345.425	$ 355.788	$ 366.461	$ 377.455

	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032
Remuneraciones	$ 333.871	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775
Otros Costos Fijos	$ 54.908	$ 56.555	$ 58.252	$ 59.999	$ 61.799
Total Egresos	$ 388.779	$ 400.442	$ 412.455	$ 424.829	$ 437.574

	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036	Año 2037
Remuneraciones	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619	$ 422.938	$ 435.626
Otros Costos Fijos	$ 63.653	$ 65.563	$ 67.530	$ 69.556	$ 71.642
Total Egresos	$ 450.701	$ 464.222	$ 478.149	$ 492.493	$ 507.268

	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Remuneraciones	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 73.791	$ 76.005	$ 78.285	$ 80.634	$ 83.053
Total Egresos	$ 522.486	$ 538.161	$ 554.305	$ 570.935	$ 588.063

9.3.6.4. Depreciaciones

Para determinar la depreciación de los Activos del Parque fotovoltaico, con paneles HTSAT, a conectar en la Subestación Cardones, se procede de la misma manera que en el caso del proyecto con paneles fijos, es decir respetando los valores entregados por el Servicio de Impuestos Internos (2003), presentado en el Anexo y homologando el tratamiento en aspectos como los activos autoconstruidos, terreno y otros, que ya han sido mencionados en la sección 9.3.1.4. Entonces, de acuerdo a los supuestos mencionados, las vidas útiles contables, para los Activos del Proyecto son:

Tabla 285: Cuadro de vida útil de activos, Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Activos Fijos	Valor	Nueva Vida Útil Normal	Depreciación lineal
Modulos Fotovoltaicos	4.700.000	10	470000
Inversores	1.070.000	10	107000
Transformadores			
Seguidores	1.350.000	10	135000
Sistema SS/AA	21.333	10	2133
Sistema Colector MT	389.563	10	38956
Sistema de Control y Comuniaciones	47.000	10	4700
Sistema de Protección Eléctrica Central	23.500	10	2350
Estación meteorológica	1.333	10	133
Transformador Elevador	209.578	10	20958
Transporte equipamiento principal	131.204	10	13120
Montaje equipamiento principal	84.891	10	8489
Instalación de faenas	1.120	20	56
Excavaciones	5.349.412	20	267471
Fundaciones	28.870	20	1443
Caminos internos y urbanización	52.139	20	2607
Obras menores, edificios y cierre perimetral	31.380	20	1569
Suministro Subestacion Salida	65.062	20	3253
Construccion y Montaje Subestacion Salida	70.935	20	3547
Suministro LAT	116.935	20	5847
Construccion y Montaje LAT	396.093	20	19805
Suministro Paño Subestacion de Conexión	79.021	20	3951
Construccion y Montaje Subestacion de Conexión	86.154	20	4308
Total	14.305.521		

Con la información anterior, es posible presentar la siguiente tabla de depreciación de los activos, en el período de operación, de acuerdo a su vida útil y considerando linealidad en su deterioro.

Tabla 286: Cuadro de depreciación de activos,en dólares, Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026
Depreciación		$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696
Vt	$ 14.305.521	$ 13.188.825	$ 12.072.129	$ 10.955.433	$ 9.838.737

	Año 2027	Año 2028	Año 2029	Año 2030	Año 2031
Depreciación	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696
Vt	$ 8.722.041	$ 7.605.344	$ 6.488.648	$ 5.371.952	$ 4.255.256

	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035	Año 2036
Depreciación	$ 1.116.696	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856
Vt	$ 3.138.560	$ 2.824.704	$ 2.510.848	$ 2.196.992	$ 1.883.136

	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Depreciación	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856
Vt	$ 1.569.280	$ 1.255.424	$ 941.568	$ 627.712	$ 313.856	-$ 0

9.3.6.5. Análisis de Proyecto puro

9.3.6.5.1. Escudo Fiscal

Dado que ya se ha tratado en detalle la herramienta del escudo fiscal, como medio de reducción de la base imponible, esta sección se limita a indicar al lector que puede encontrar la forma en que se aborda este beneficio tributario, ya sea por la depreciación de activos o por períodos con pérdidas, en la sección 9.3.1.5.1. A su vez, los resultados de este procedimiento son reflejados en el Flujo de caja, de la sección 9.3.6.5.3.

9.3.6.5.2. Ventas de Activos

Este proyecto no contempla la venta de activos, de hecho continúa con los equipos depreciados al año 10 bajo un régimen de operación, hasta llegar al año 2042 y no se realiza reemplazo de éstos, basado en los Estados Financieros de las diferentes empresas generadoras que transan en la Bolsa de Comercio de Santiago.

9.3.6.5.3. Flujo de caja puro

Para el caso del parque fotovoltaico, con conexión a la Subestación Cardones 220kV, basado en paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), se tiene que el flujo de caja para el horizonte de vida de 20 años, es el que se presenta en las siguientes tres tablas:

Tabla 287: Inversión y Flujo de caja puro, en dólares. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta		$ 1.747.465	$ 1.491.467	$ 2.515.460	$ 2.381.895	$ 2.192.679	$ 2.125.897
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 47.364	$ 48.785	$ 50.248	$ 51.756	$ 53.309	$ 54.908
Margen operacional		$ 1.412.101	$ 1.146.042	$ 2.159.672	$ 2.015.434	$ 1.815.224	$ 1.737.119
Depreciación		$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696
Pérdida del ejercicio anterior			$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		$ 295.405	$ 29.346	$ 1.042.976	$ 898.738	$ 698.528	$ 620.422
Impuesto 1° categoría (25%)		$ 73.851	$ 7.337	$ 260.744	$ 224.684	$ 174.632	$ 155.106
Utilidad Después de Impuestos		$ 221.554	$ 22.010	$ 782.232	$ 674.053	$ 523.896	$ 465.317
Valor Libro							
Depreciación		$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696
Pérdida del ejercicio anterior			$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo	$ 16.009.226						
Inversión Capital de Trabajo	$ 83.841						
Inversión Intangible	$ 3.568.461						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	-$ 19.661.528	$ 1.338.250	$ 1.138.706	$ 1.898.928	$ 1.790.750	$ 1.640.592	$ 1.582.013
Flujo actualizado	-$ 19.661.528	$ 1.216.591	$ 941.079	$ 1.426.693	$ 1.223.106	$ 1.018.679	$ 893.005
VAN acumulado	-$ 19.661.528	-$ 18.444.937	-$ 17.503.857	-$ 16.077.165	-$ 14.854.059	-$ 13.835.380	-$ 12.942.375

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta	$ 2.114.767	$ 2.103.637	$ 2.092.506	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 56.555	$ 58.252	$ 59.999	$ 61.799	$ 63.653	$ 65.563	$ 67.530
Margen operacional	$ 1.714.325	$ 1.691.181	$ 1.667.677	$ 1.643.802	$ 1.630.675	$ 1.617.154	$ 1.603.227
Depreciación	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	$ 597.629	$ 574.485	$ 550.981	$ 527.106	$ 1.316.819	$ 1.303.298	$ 1.289.371
Impuesto 1° categoría (25%)	$ 149.407	$ 143.621	$ 137.745	$ 131.776	$ 329.205	$ 325.824	$ 322.343
Utilidad Después de Impuestos	$ 448.222	$ 430.864	$ 413.236	$ 395.329	$ 987.614	$ 977.473	$ 967.028
Valor Libro							
Depreciación	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 1.564.918	$ 1.547.560	$ 1.529.932	$ 1.512.026	$ 1.301.470	$ 1.291.329	$ 1.280.884
Flujo actualizado	$ 803.050	$ 721.948	$ 648.840	$ 582.951	$ 456.157	$ 411.457	$ 371.027
VAN acumulado	-$ 12.139.325	-$ 11.417.376	-$ 10.768.536	-$ 10.185.585	-$ 9.729.427	-$ 9.317.970	-$ 8.946.944

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 69.556	$ 71.642	$ 73.791	$ 76.005	$ 78.285	$ 80.634	$ 83.053
Margen operacional	$ 1.588.883	$ 1.574.108	$ 1.558.890	$ 1.543.215	$ 1.527.070	$ 1.510.441	$ 1.493.313
Depreciación	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP							
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	$ 1.275.027	$ 1.260.252	$ 1.245.034	$ 1.229.359	$ 1.213.214	$ 1.196.585	$ 1.179.457
Impuesto 1° categoría (25%)	$ 318.757	$ 315.063	$ 311.258	$ 307.340	$ 303.304	$ 299.146	$ 294.864
Utilidad Después de Impuestos	$ 956.270	$ 945.189	$ 933.775	$ 922.019	$ 909.911	$ 897.439	$ 884.593
Valor Libro							-$ 0
Depreciación	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856
Pérdida del ejercicio anterior	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP							
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							$ 83.841
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 1.270.126	$ 1.259.045	$ 1.247.631	$ 1.235.875	$ 1.223.767	$ 1.211.295	$ 1.282.290
Flujo actualizado	$ 334.464	$ 301.405	$ 271.521	$ 244.511	$ 220.105	$ 198.056	$ 190.604
VAN acumulado	-$ 8.612.480	-$ 8.311.074	-$ 8.039.553	-$ 7.795.042	-$ 7.574.937	-$ 7.376.880	-$ 7.186.276

9.3.6.5.4. Obtención de indicadores Proyecto Puro (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 288: Indicadores, en dólares, proyecto puro. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 7.186.276
TIR	4%
Payback	No se logra

De acuerdo a los valores de los indicadores, se evidencia que un proyecto con un nivel de inversión tan alto, como el que se plantea y que además es financiado sólo con capital propio no resulta rentable, bajo el escenario base, de demanda, precio e inversión, que acá se contempla. Sin embargo, este proyecto es sometido a un análisis de sensibilidad, que es presentado más adelante.

9.3.6.6. Análisis de Proyecto Financiado

9.3.6.6.1. Amortización e intereses

Para el financiamiento del proyecto, se contempla los datos de la Tabla 219, es decir la tasa de interés a emplear es de 7,25%, considerando un financiamiento de un 80% de la inversión total del proyecto, para un horizonte de 20 años, con lo que se obtiene la siguiente tabla de amortización y pago de intereses, del citado crédito.

Tabla 289: Determinación de cuadro de amortización e intereses, en dólares. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Año	Vt	Interés	Amortización	Cuota
0	$15.729.222	7,25%		20
1	$15.355.892	$1.140.369	$373.331	$1.513.699
2	$14.955.494	$1.113.302	$400.397	$1.513.699
3	$14.526.069	$1.084.273	$429.426	$1.513.699
4	$14.065.509	$1.053.140	$460.559	$1.513.699
5	$13.571.560	$1.019.749	$493.950	$1.513.699
6	$13.041.799	$983.938	$529.761	$1.513.699
7	$12.473.630	$945.530	$568.169	$1.513.699
8	$11.864.269	$904.338	$609.361	$1.513.699
9	$11.210.729	$860.159	$653.540	$1.513.699
10	$10.509.808	$812.778	$700.921	$1.513.699
11	$9.758.070	$761.961	$751.738	$1.513.699
12	$8.951.831	$707.460	$806.239	$1.513.699
13	$8.087.139	$649.008	$864.691	$1.513.699
14	$7.159.758	$586.318	$927.382	$1.513.699
15	$6.165.141	$519.082	$994.617	$1.513.699
16	$5.098.414	$446.973	$1.066.726	$1.513.699
17	$3.954.350	$369.635	$1.144.064	$1.513.699
18	$2.727.341	$286.690	$1.227.009	$1.513.699
19	$1.411.375	$197.732	$1.315.967	$1.513.699
20	$-0	$102.325	$1.411.375	$1.513.699

9.3.6.6.2. Escudo Fiscal

Además de la depreciación de los Activos y de las pérdidas que puede presentar la compañía, se considera el pago de los intereses de la deuda, como escudos fiscales, cuyos efectos en la rebaja del monto imponible, se visualiza en el Flujo de caja con Financiamiento, de la sección 9.3.6.6.3.

9.3.6.6.3. Flujo de caja con financiamiento

Tabla 290: Inversión y Flujo de caja, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	Año 0	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028
Ingresos por venta (USD)		$ 1.747.465	$ 1.491.467	$ 2.515.460	$ 2.381.895	$ 2.192.679	$ 2.125.897
Remuneraciones		$ 288.000	$ 296.640	$ 305.539	$ 314.705	$ 324.147	$ 333.871
Otros Costos Fijos		$ 47.364	$ 48.785	$ 50.248	$ 51.756	$ 53.309	$ 54.908
Margen operacional		$ 1.412.101	$ 1.146.042	$ 2.159.672	$ 2.015.434	$ 1.815.224	$ 1.737.119
Depreciación		$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696
Pérdida del ejercicio anterior			$ 844.963	$ 1.928.919	$ 1.970.217	$ 2.124.619	$ 2.445.840
Interés CP							
Interés LP		$ 1.140.369	$ 1.113.302	$ 1.084.273	$ 1.053.140	$ 1.019.749	$ 983.938
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos		-$ 844.963	-$ 1.928.919	-$ 1.970.217	-$ 2.124.619	-$ 2.445.840	-$ 2.809.356
Impuesto 1° categoría (25%)		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos		-$ 844.963	-$ 1.928.919	-$ 1.970.217	-$ 2.124.619	-$ 2.445.840	-$ 2.809.356
Valor Libro							
Depreciación		$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696
Pérdida del ejercicio anterior		$ -	$ 844.963	$ 1.928.919	$ 1.970.217	$ 2.124.619	$ 2.445.840
Amortización CP							
Amortización LP		$ 373.331	$ 400.397	$ 429.426	$ 460.559	$ 493.950	$ 529.761
Inversión Activo Fijo	$ 16.009.226						
Inversión Capital de Trabajo	$ 83.841						
Inversión Intangible	$ 3.568.461						
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP	$ 15.729.222						
Flujo de Caja	-$ 3.932.306	-$ 101.598	-$ 367.657	$ 645.973	$ 501.735	$ 301.525	$ 223.419
Flujo actualizado	-$ 3.932.306	-$ 92.362	-$ 303.849	$ 485.329	$ 342.692	$ 187.223	$ 126.114
VAN acumulado	-$ 3.932.306	-$ 4.024.667	-$ 4.328.516	-$ 3.843.187	-$ 3.500.495	-$ 3.313.272	-$ 3.187.157

Ítem	Año 2029	Año 2030	Año 2031	Año 2032	Año 2033	Año 2034	Año 2035
Ingresos por venta (USD)	$ 2.114.767	$ 2.103.637	$ 2.092.506	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376
Remuneraciones	$ 343.887	$ 354.204	$ 364.830	$ 375.775	$ 387.048	$ 398.659	$ 410.619
Otros Costos Fijos	$ 56.555	$ 58.252	$ 59.999	$ 61.799	$ 63.653	$ 65.563	$ 67.530
Margen operacional	$ 1.714.325	$ 1.691.181	$ 1.667.677	$ 1.643.802	$ 1.630.675	$ 1.617.154	$ 1.603.227
Depreciación	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856
Pérdida del ejercicio anterior	$ 2.809.356	$ 3.157.258	$ 3.487.111	$ 3.796.289	$ 4.081.961	$ 3.527.103	$ 2.931.266
Interés CP							
Interés LP	$ 945.530	$ 904.338	$ 860.159	$ 812.778	$ 761.961	$ 707.460	$ 649.008
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 3.157.258	-$ 3.487.111	-$ 3.796.289	-$ 4.081.961	-$ 3.527.103	-$ 2.931.266	-$ 2.290.902
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad Después de Impuestos	-$ 3.157.258	-$ 3.487.111	-$ 3.796.289	-$ 4.081.961	-$ 3.527.103	-$ 2.931.266	-$ 2.290.902
Valor Libro							
Depreciación	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 1.116.696	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856
Pérdida del ejercicio anterior	$ 2.809.356	$ 3.157.258	$ 3.487.111	$ 3.796.289	$ 4.081.961	$ 3.527.103	$ 2.931.266
Amortización CP							
Amortización LP	$ 568.169	$ 609.361	$ 653.540	$ 700.921	$ 751.738	$ 806.239	$ 864.691
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 200.626	$ 177.482	$ 153.978	$ 130.103	$ 116.976	$ 103.455	$ 89.528
Flujo actualizado	$ 102.953	$ 82.797	$ 65.302	$ 50.160	$ 40.999	$ 32.964	$ 25.933
VAN acumulado	-$ 3.084.205	-$ 3.001.408	-$ 2.936.106	-$ 2.885.946	-$ 2.844.947	-$ 2.811.983	-$ 2.786.050

Ítem	Año 2036	Año 2037	Año 2038	Año 2039	Año 2040	Año 2041	Año 2042
Ingresos por venta (USD)	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376	$ 2.081.376
Remuneraciones	$ 422.938	$ 435.626	$ 448.695	$ 462.155	$ 476.020	$ 490.301	$ 505.010
Otros Costos Fijos	$ 69.556	$ 71.642	$ 73.791	$ 76.005	$ 78.285	$ 80.634	$ 83.053
Margen operacional	$ 1.588.883	$ 1.574.108	$ 1.558.890	$ 1.543.215	$ 1.527.070	$ 1.510.441	$ 1.493.313
Depreciación	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856
Pérdida del ejercicio anterior	$ 2.290.902	$ 1.602.193	$ 861.024	$ 62.963	$ -	$ -	$ -
Interés CP							
Interés LP	$ 586.318	$ 519.082	$ 446.973	$ 369.635	$ 286.690	$ 197.732	$ 102.325
Venta Activo							
Valor Libro							
Utilidad Antes de Impuestos	-$ 1.602.193	-$ 861.024	-$ 62.963	$ 796.761	$ 926.524	$ 998.853	$ 1.077.133
Impuesto 1° categoría (25%)	$ -	$ -	$ -	$ 199.190	$ 231.631	$ 249.713	$ 269.283
Utilidad Después de Impuestos	-$ 1.602.193	-$ 861.024	-$ 62.963	$ 597.571	$ 694.893	$ 749.140	$ 807.849
Valor Libro							-$ 0
Depreciación	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856	$ 313.856
Pérdida del ejercicio anterior	$ 2.290.902	$ 1.602.193	$ 861.024	$ 62.963	$ -	$ -	$ -
Amortización CP							
Amortización LP	$ 927.382	$ 994.617	$ 1.066.726	$ 1.144.064	$ 1.227.009	$ 1.315.967	$ 1.411.375
Inversión Activo Fijo							
Inversión Capital de Trabajo							
Inversión Intangible							
Recuperación inversión capital de trabajo							
Crédito CP							
Crédito LP							
Flujo de Caja	$ 75.183	$ 60.409	$ 45.191	-$ 169.674	-$ 218.260	-$ 252.971	-$ 289.669
Flujo actualizado	$ 19.798	$ 14.461	$ 9.835	-$ 33.569	-$ 39.256	-$ 41.363	-$ 43.057
VAN acumulado	-$ 2.766.252	-$ 2.751.790	-$ 2.741.956	-$ 2.775.525	-$ 2.814.781	-$ 2.856.144	-$ 2.899.201

9.3.6.6.4. Obtención de indicadores Proyecto Financiado (VAN, TIR, PAYBACK)

Tabla 291: Indicadores, en dólares, proyecto financiado con crédito. Alternativa 3B - Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 2.899.201
Payback	No se logra

De acuerdo a los valores de los indicadores, se evidencia que si bien mejora el VAN, respecto al proyecto sin financiamiento, éste aún continúa sin rentabilidad, por lo que nuevamente, bajo las condiciones del escenario base de inversión y precio de venta de energía, no se recomienda llevar a cabo el proyecto. Sin embargo, los valores de los dos drivers mencionados anteriormente, son sometidos a un análisis de sensibilidad, que es presentado en el siguiente capítulo.

10. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

Este año la Comisión Nacional de Energía, ha actualizado el monto unitario de las inversiones en proyectos de generación, de acuerdo a la información que ha recibido por parte de los desarrolladores de proyectos en Estudio y Construcción. Es así, que para realizar el análisis de Sensibilidad del proyecto, se contempla usar estos valores en cada una de las alternativas que esta memoria ha presentado. Un aspecto importante, que sucede cuando se varían los niveles de inversión, es que esto repercute en la depreciación de los Activos del Proyecto, ya que el monto de éstos varía, en función del desembolso por su adquisición y/o construcción, impactando en los flujos de cada período.

Los nuevos niveles de inversión, son los presentados en la siguiente tabla:

Tabla 292: Costos de Inversión (US$/kW) - Elaboración en base a información proyectos de generación en contrucción y estudio (Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017)

Tecnología	Costo de Inversión (US$/kW)		
	Bajo	Promedio	Alto
Solar Fotovoltaica	1.235	1.505	1.833
Solar Térmica	-	8.372	-
Eólica	1.812	2.003	2.174
Geotérmica	-	8.233	-
Térmica a Gas Natural (CC)	-	1.141	-
Térmica a Gas Natural (CA)	-	862	-
Térmica a Biomasa	-	2.906	-
Hidráulica de Pasada	2.838	3.426	4.101
Mini-Hidráulica	1.713	3.146	2.700

Además, dentro del mismo estudio, se estima que en los próximos proyectos, el valor de la inversión puede llegar a los 1200 [US$/kW], por lo que es éste último valor, el que se emplea como mínimo, dentro del análisis de Sensibilidad.

Por otra parte, el proyecto también es sometido a un análisis, respecto a variaciones en el precio de venta de energía, basadas en datos de precios de oferta, de las licitaciones para el suministro de energía a las empresas distribuidoras, que atienden a clientes regulados, comprendidas entre los años 2006 y 2016, que se observa en el Gráfico 44. Lo anterior, permite obtener un valor promedio de 89,34 [US$/MWh] y una desviación estándar de 29,54 [US$/MWh], que son aplicados dentro de la evaluación.

Así, en este capítulo se presenta un análisis univariable, realizando cambios en cada variable de control, una a la vez, de acuerdo a los niveles de inversión planteados y al nivel de precio de oferta, para la venta de energía. Entonces, al momento de realizar el estudio del comportamiento del VAN ante fluctuaciones en la inversión, el precio se mantiene constante en el valor de 89,34 [US$/MWh], mientras que en el caso de modificaciones en el nivel de precios, la inversión se mantiene fija, de acuerdo a los valores presentados en el capítulo anterior, para cada una de las configuraciones de parques fotovoltaicos.

En el análisis Multivariable, se considera emplear el método de muestreo de Montecarlo, a través de la herramienta Crystal Ball, en Excel. Además, para cada simulación, se realizan 100.000 pruebas, a una velocidad normal de ejecución del programa, actualizando cada 0,5 segundos.

El rango de valores empleados para la simulación multivariable, se puede apreciar en las siguientes dos figuras.

Figura 56: Niveles de Inversión unitaria [US$/kW], usadas en Análisis de Sensibilidad con Crystall Ball (Fuente: Elaboración Propia)

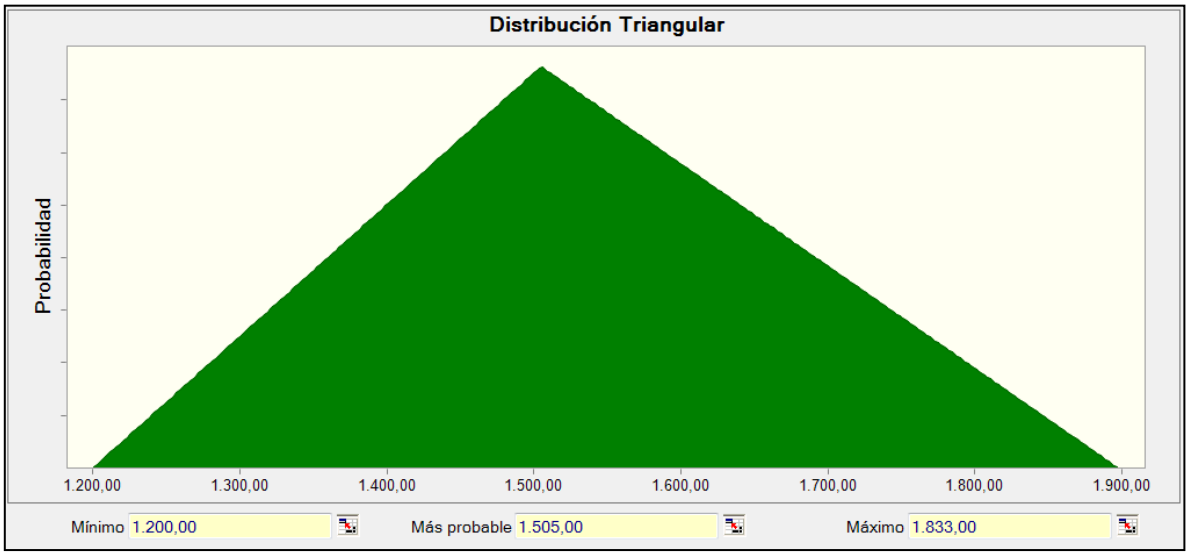
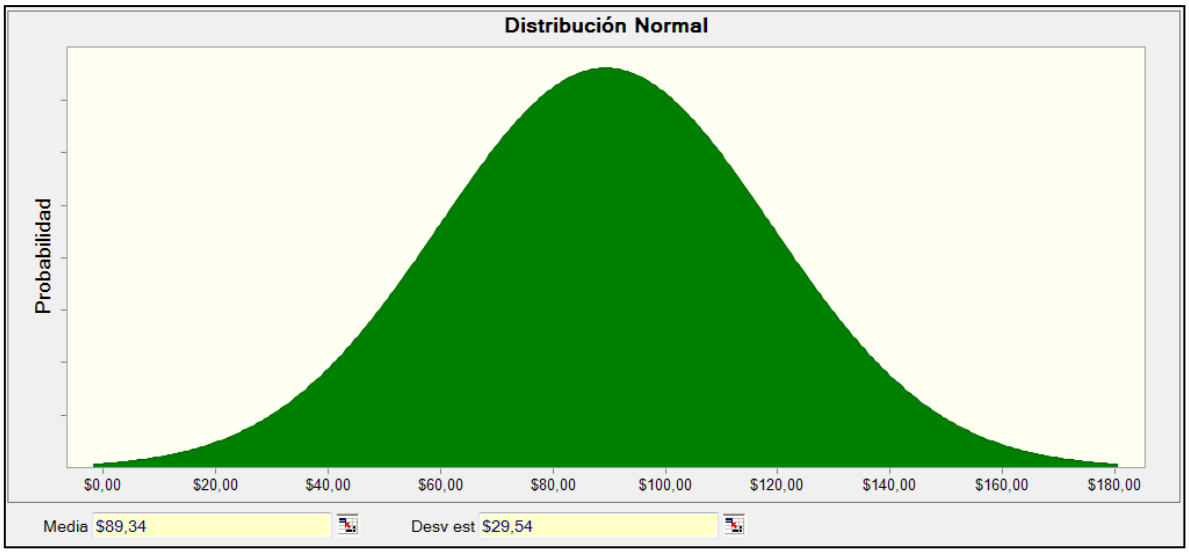


Figura 57: Niveles de precio para venta de energía [US$/MWh], usadas en Análisis de Sensibilidad con Crystall Ball (Fuente: Elaboración Propia)

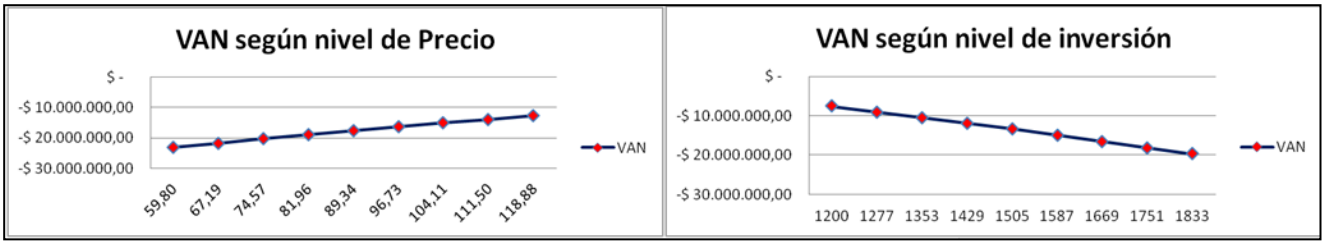


Explicado el procedimiento de trabajo, a continuación, se evalúa cada una de las alternativas descritas en esta memoria.

10.1. Alternativa 1A: Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV

10.1.1. Análisis Univariable

Gráfico 55: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 1A como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)



Los resultados obtenidos, al variar tanto el nivel de inversión, como el precio de venta de energía, ratifican lo expuesto en la sección 9.3.1.5.4, que da cuenta de un proyecto que no presenta rentabilidad para la compañía, lo cual se aprecia al no alcanzar un VAN > 0, para ninguna de las condiciones estudiadas.

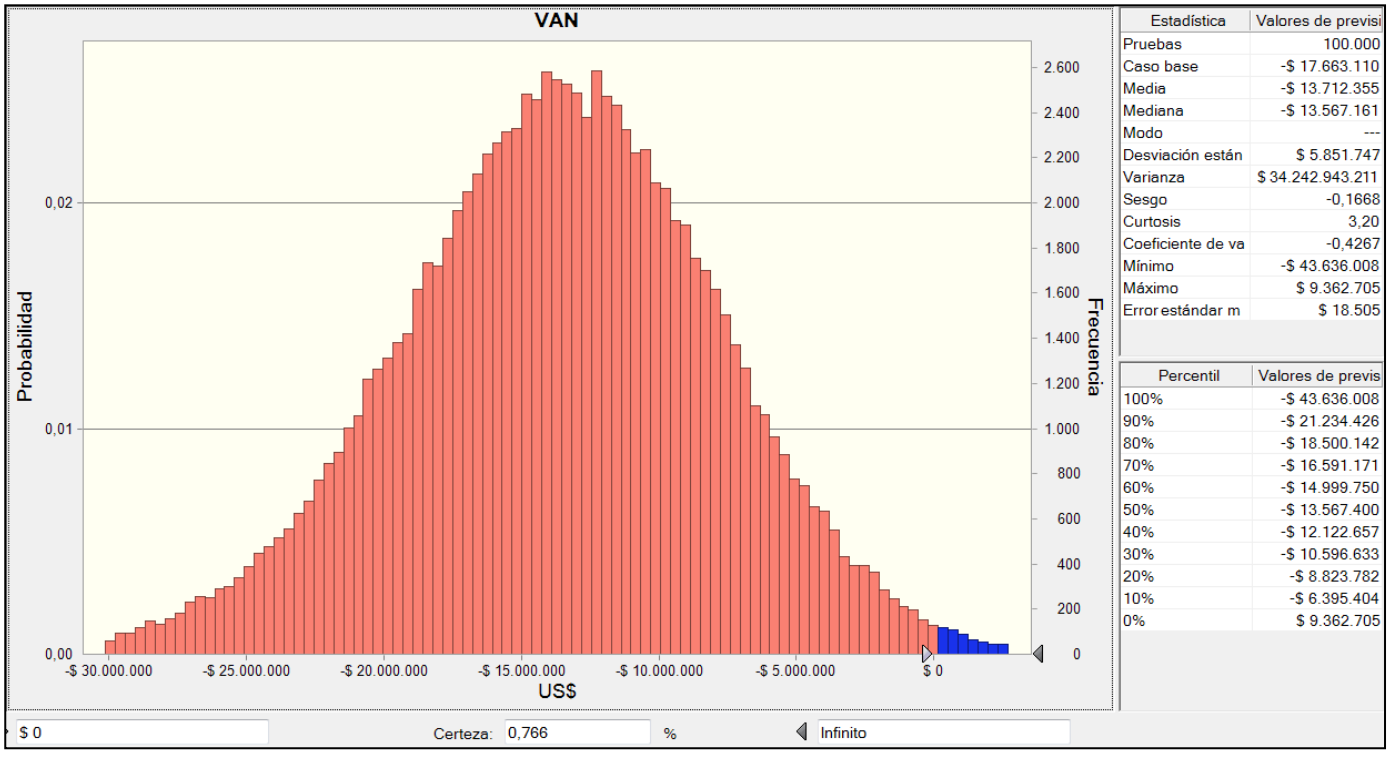
Un aspecto que justifica lo anterior, es el bajo nivel de demanda energética que presentan las compañías distribuidoras, cuyo punto de compra es la Subestación Tarapacá 220kV, durante los cuatro primeros años de operación de la planta, donde en el mejor de los casos, se llega a un 21% de generación, con respecto a la capacidad nominal del parque.

Pese a lo anterior, a continuación se realiza un análisis del comportamiento del proyecto, frente a variaciones conjuntas de los dos parámetros estudiados.

10.1.2. Análisis Multivariable

De acuerdo a las variaciones realizadas en nivel de inversión y precio, se puede establecer que existe una probabilidad menor al 1% de que el VAN del proyecto, sea mayor a 0, lo que nuevamente confirma la situación planteada en la sección 9.3.1.5.4 y en el apartado anterior. Lo anterior, se puede observar en la siguiente figura, extraída del Análisis realizado con Crystal Ball.

Figura 58: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 1A – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



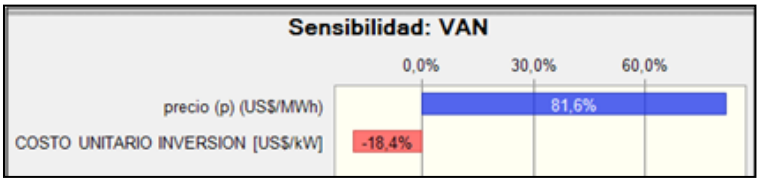
Estadística	Valores de previsi
Pruebas	100.000
Caso base	-$ 17.663.110
Media	-$ 13.712.355
Mediana	-$ 13.567.161
Modo	---
Desviación están	$ 5.851.747
Varianza	$ 34.242.943.211
Sesgo	-0,1668
Curtosis	3,20
Coeficiente de va	-0,4267
Mínimo	-$ 43.636.008
Máximo	$ 9.362.705
Error estándar m	$ 18.505

Percentil	Valores de previs
100%	-$ 43.636.008
90%	-$ 21.234.426
80%	-$ 18.500.142
70%	-$ 16.591.171
60%	-$ 14.999.750
50%	-$ 13.567.400
40%	-$ 12.122.657
30%	-$ 10.596.633
20%	-$ 8.823.782
10%	-$ 6.395.404
0%	$ 9.362.705

Por lo anterior, se puede concluir que la instalación de un parque fotovoltaico, basado en módulos fijos, en el terreno de Cerro Vista Faro y financiado únicamente con patrimonio, el cual se conecta a la Subestación Tarapacá 220kV, con el fin de suministrar energía a las distribuidoras de esa subestación, no es capaz siquiera de asegurar la recuperación de la inversión, por lo que no se recomienda llevar a cabo ésta, ni tampoco participar por la adjudicación del contrato de la licitación, dado los costos que este proceso trae consigo.

Ahora bien, es importante destacar que el parámetro más influyente en la variación de la rentabilidad del proyecto, es el precio de venta de energía, de acuerdo a lo presentado en el gráfico de sensibilidad del VAN, que se presenta a continuación.

Figura 59: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 1A – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Resulta lógico que el precio sea el driver principal, ya que como se comenta en la sección anterior, el bajo nivel de demanda de los primeros tres años de vida del proyecto, deben ser compensados. Ahora bien, si se plantea sólo a modo de ejercicio, un escenario ideal para el proyecto, donde se logre vender la energía a un precio de 108,4 [US$/MWh], como el que se registra en el año 2014, donde comienza el auge de la instalación de los parques fotovoltaicos, con un nivel de inversión de 1200 [US$/kW] y generando energía al nivel del peak de demanda, es decir a 40,17 [GWh/año], entendiendo que por el contrato de venta por bloque de energía, tal producción no es remunerada, se logra un VAN de US$ 5.352.424, con una TIR de 13% y un payback al año 11, cuyos resultados, desde el punto de vista del proyecto es rentable, tampoco son muy alentadores, dado que implica que por cada dólar de inversión, sólo se logra obtener 0,23 dólares de VAN.

Tabla 293: Condición ideal de negocio, con demanda máxima en todo el período. Alternativa 1A, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	$ 5.352.424
TIR	13%
Payback	11 años
IVAN	23%

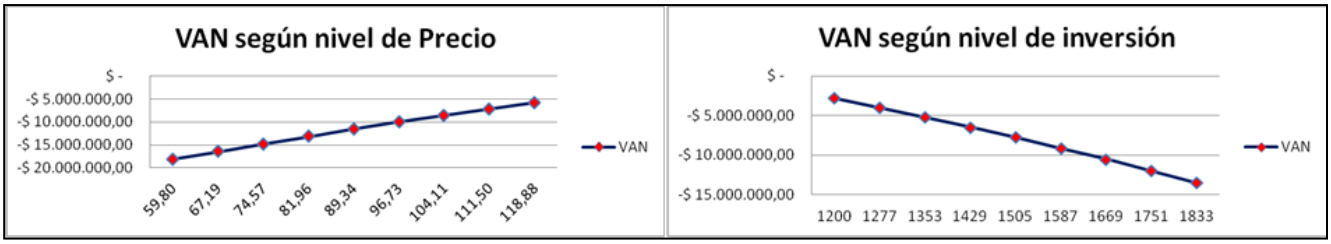
Por todo lo expuesto, se descarta esta opción, como una buena alternativa de fuente de generación de tipo ERNC, desde el punto de vista de la compañía.

10.2. Alternativa 1A: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV

10.2.1. Análisis Univariable

Si se considera el mismo proyecto planteado anteriormente, pero ahora financiado a través de crédito, los resultados mejoran, sin embargo, la conclusión al momento de decidir llevar a cabo la inversión, se mantiene respecto al caso anterior, ya que como se aprecia en la siguiente figura, al analizar distintos escenarios de precios y niveles de inversión, ninguno permite obtener un proyecto con un VAN positivo.

Gráfico 56: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 1A, como proyecto con Financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)



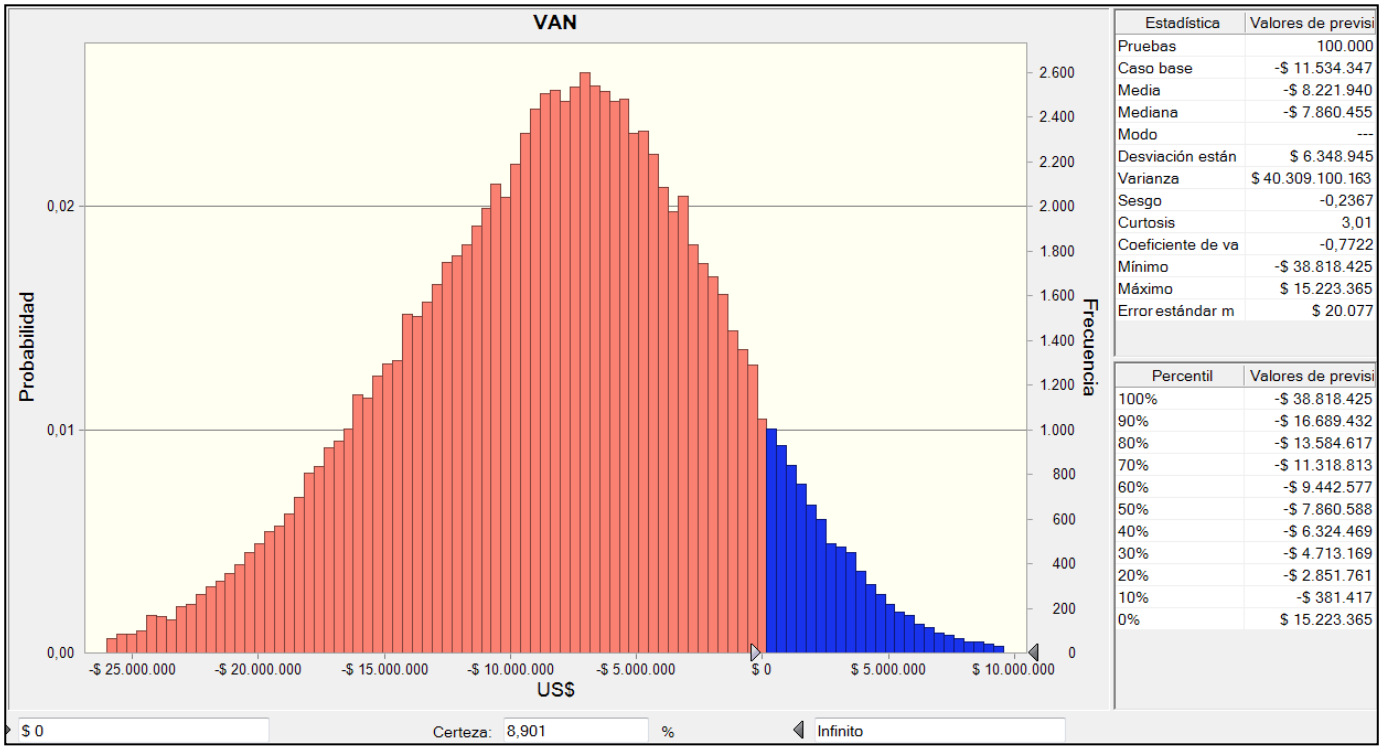
10.2.2. Análisis Multivariable

Con el fin de verificar lo expuesto en el punto anterior, se estudian las variaciones en la rentabilidad del proyecto, al considerar variaciones conjuntas en los principales parámetros que influyen en el éxito de este proyecto. De esta forma, se aprecia que el proyecto presenta una probabilidad muy baja, menor al 10% de tener un VAN > 0, por lo

que se puede concluir que la instalación de un parque fotovoltaico, basado en módulos fijos, en el terreno de Cerro Vista Faro y con financiamiento por crédito a un costo de 7,25%, el cual se conecta a la Subestación Tarapacá 220kV, presenta con certeza una condición de no factibilidad en su implementación, por lo que nuevamente se recomienda desistir de la idea de llevar a cabo el proyecto, así como también no participar en el proceso de licitación, con esta alternativa de fuente energética, dado los costos que éste trae consigo.

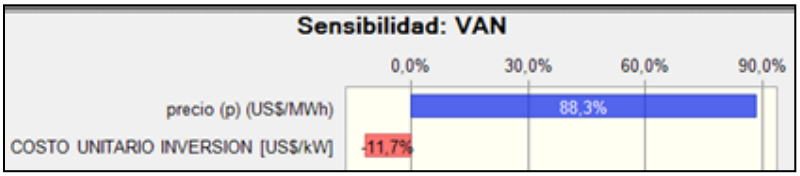
El resultado de la simulación se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 60: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 1A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Por otra parte, el parámetro que más influye en la variación de la rentabilidad del proyecto, es el precio de venta de energía, de acuerdo a lo presentado en el gráfico de sensibilidad del VAN, situación que se explica por la baja venta de energía, durante los tres primeros años, al igual que en la alternativa sin financiamiento, explicada en la sección 10.1.2.

Figura 61: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 1A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 19MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Al igual que en el caso anterior, a continuación, se busca presentar, la mejor condición a la que pudiese estar sometida el proyecto, pero como se cuenta con financiamiento, se mantiene la condición realista en el nivel de demanda energética, sin embargo, se contempla un precio de 108,4 [US$/MWh], tal como el presentado en la licitación del año 2014 y un nivel de inversión de 1200 [US$/kW]. La diferencia con el caso anterior, en cuanto a la demanda, se explica en el hecho que para el nivel de precio y de inversión empleado en esta condición especial, el proyecto puro no logra alcanzar un VAN positivo.

Ahora bien, los resultados obtenidos tampoco son muy alentadores, dado que implica que por cada dólar de inversión, sólo se logra obtener 0,15 dólares de VAN. Además, la inversión al ser muy elevada y al ser recuperada en un plazo muy avanzado en el proyecto, condiciona las posibilidades de acceder al crédito requerido.

Tabla 294: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 1A, proyecto con financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	$ 683.335
TIR	11%
Payback	16 años
IVAN	15%

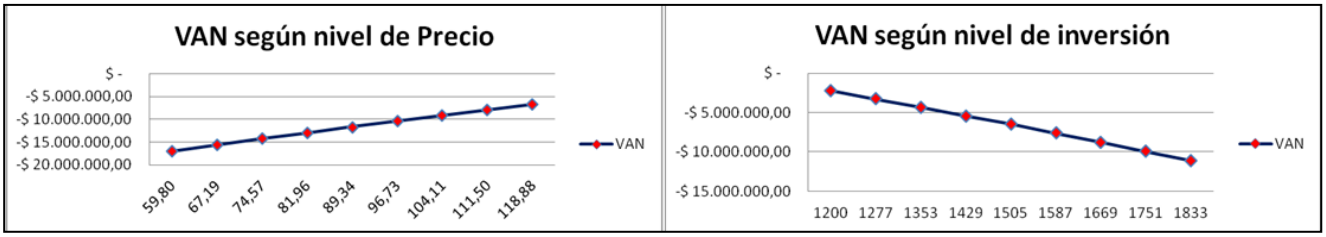
Por todo lo expuesto, se descarta esta opción, como una buena alternativa de fuente de generación de tipo ERNC, desde el punto de vista de la compañía.

10.3. Alternativa 1B: Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 14MW, montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV

10.3.1. Análisis Univariable

Cuando el proyecto de instalación del parque fotovoltaico, con paneles montados en estructuras HTSAT, es sometido al análisis de sensibilidad por precio y por nivel de inversión, se obtienen los resultados presentados en la siguiente gráfica. En ésta, es posible apreciar, que ninguna de las condiciones a las que es sometido el proyecto permite obtener un VAN positivo, por lo que la situación descrita en 9.3.2.5.4, se ratifica con esto.

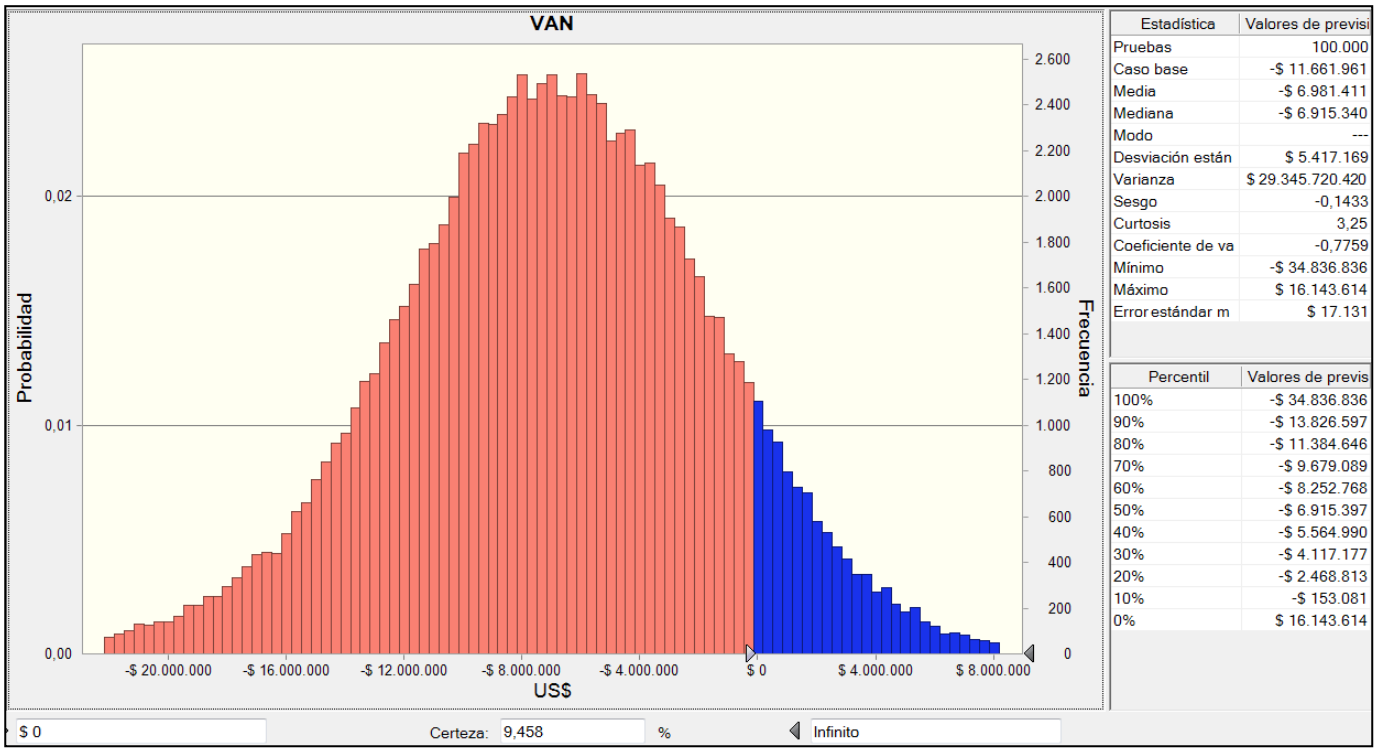
Gráfico 57: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 1B, como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)



Sin embargo, resulta interesante observar el comportamiento del proyecto frente a una variación conjunta de las dos variables de control, abordadas anteriormente, por lo que se lleva a cabo un análisis multivariable del proyecto.

10.3.2. Análisis Multivariable

Figura 62: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 1B – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



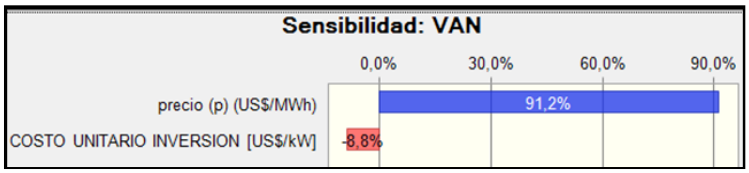
Estadística	Valores de previsi
Pruebas	100.000
Caso base	-$ 11.661.961
Media	-$ 6.981.411
Mediana	-$ 6.915.340
Modo	---
Desviación están	$ 5.417.169
Varianza	$ 29.345.720.420
Sesgo	-0,1433
Curtosis	3,25
Coeficiente de va	-0,7759
Mínimo	-$ 34.836.836
Máximo	$ 16.143.614
Error estándar m	$ 17.131

Percentil	Valores de previs
100%	-$ 34.836.836
90%	-$ 13.826.597
80%	-$ 11.384.646
70%	-$ 9.679.089
60%	-$ 8.252.768
50%	-$ 6.915.397
40%	-$ 5.564.990
30%	-$ 4.117.177
20%	-$ 2.468.813
10%	-$ 153.081
0%	$ 16.143.614

De acuerdo a las variaciones realizadas en nivel de inversión y precio, se puede establecer que existe una probabilidad menor al 10% de que el VAN del proyecto, sea mayor a 0, lo que nuevamente confirma la situación planteada en la sección 9.3.2.5.4 y en el apartado anterior.

Por su parte, el análisis de sensibilidad del VAN nuevamente refleja que la variable más influyente es el precio de venta de energía, tal como se puede observar en la siguiente figura.

Figura 63: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 1B – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Finalmente, al igual que en el caso anterior, si el proyecto se contempla con condiciones ideales en su nivel de inversión, es decir 1200 [US$/kW] y un precio de 108,4 [US$/MWh], correspondiente al nivel alcanzado en el año 2014, donde comienza el crecimiento en el uso de instalaciones fotovoltaicas, a nivel de utilities, se pueden obtener los siguientes resultados para el proyecto.

Tabla 295: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 1B, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	$ 996.886
TIR	11%
Payback	17 años
IVAN	6%

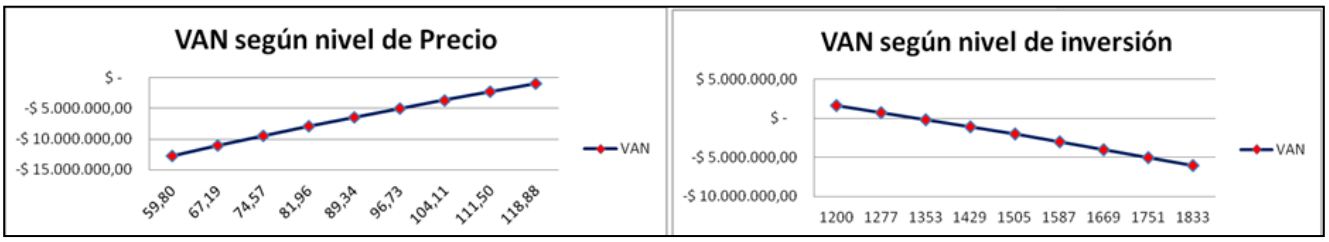
Ahora bien, los resultados obtenidos tampoco son muy alentadores, dado que implica que por cada dólar de inversión, sólo se logra obtener 0,06 dólares de VAN. Además, la inversión al ser muy elevada y al ser recuperada en un plazo muy avanzado en el proyecto, condiciona las posibilidades de acceder al crédito requerido. En esta condición, se produce un aspecto favorable, ya que la TIR supera a la tasa de descuento exigida de 10%, por lo que en teoría el proyecto puede ser aceptado. Ahora bien, volviendo al resultado del análisis multivariables, la probabilidad de que tal escenario ocurra es muy baja, por lo que se ratifica la idea planteada en el punto 9.3.2.5.4, respecto a la decisión de inversión.

10.4. Alternativa 1B: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 14MW, montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV

10.4.1. Análisis Univariable

Cuando el proyecto analizado en la sección anterior, es financiado con un crédito por el 80% de la inversión, tal como es abordado en 9.3.2.6.4 y se somete al análisis univariable, es posible apreciar que se logra alcanzar un VAN mayor a cero, para niveles de inversión por debajo de los 1353 [US$/kW].

Gráfico 58: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 1B, como proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia)



Ahora bien, la probabilidad de que este proyecto resulte rentable, es estudiado en el análisis multivariable, pero por lo pronto se determina, el mejor escenario posible en esta condición, vale decir que la inversión sea de 1200 [US$/kW], manteniendo el precio en 89,34 [US$/MWh]. Con esto, se logra establecer el resultado del proyecto sujeto a la condición antes descrita, el cual es presentado en la siguiente tabla.

Tabla 296: Condición ideal de negocio, variando sólo el nivel de inversión. Alternativa 1B, proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia)

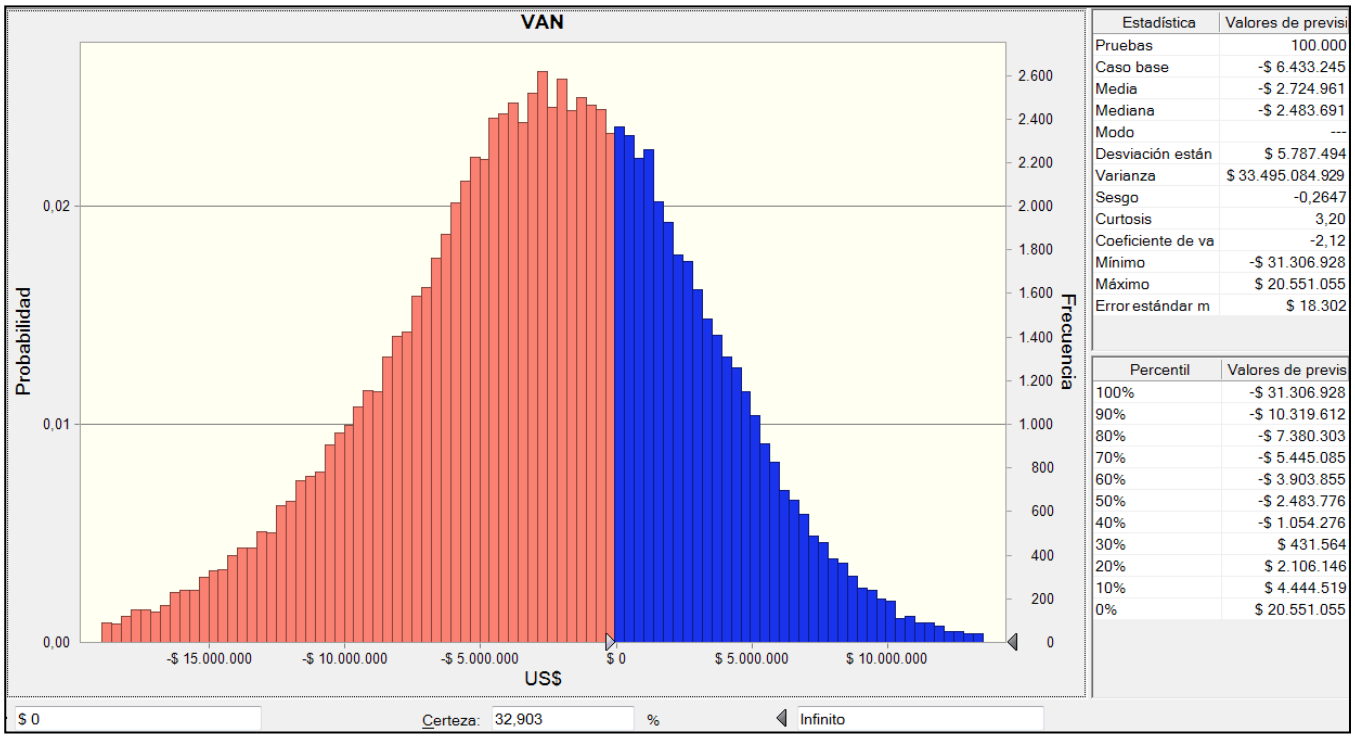
Indicador	Valor
VAN	$ 1.638.755
TIR	13%
Payback	12 años
IVAN	49%

Si bien, los resultados presentan un proyecto rentable, bajo el mejor escenario de inversión, la relación entre este driver y el VAN que se obtiene aún es bajo, ya que por cada dólar invertido, se obtiene 0,49 dólares de VAN. Sin embargo, se presenta un payback más

atractivo que en los casos anteriores, lo que dado el nivel de inversión, presenta una ventaja al momento de querer optar a un financiamiento, dado que se reduce el riesgo para los prestamistas.

10.4.2. Análisis Multivariable

Figura 64: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 1B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Estadística	Valores de previsi
Pruebas	100.000
Caso base	-$ 6.433.245
Media	-$ 2.724.961
Mediana	-$ 2.483.691
Modo	---
Desviación están	$ 5.787.494
Varianza	$ 33.495.084.929
Sesgo	-0,2647
Curtosis	3,20
Coeficiente de va	-2,12
Mínimo	-$ 31.306.928
Máximo	$ 20.551.055
Error estándar m	$ 18.302

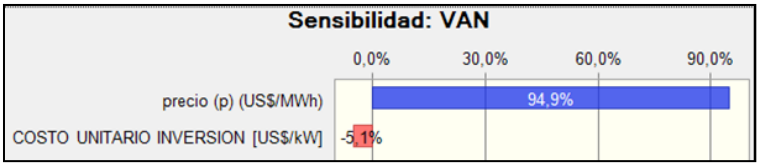
Percentil	Valores de previs
100%	-$ 31.306.928
90%	-$ 10.319.612
80%	-$ 7.380.303
70%	-$ 5.445.085
60%	-$ 3.903.855
50%	-$ 2.483.776
40%	-$ 1.054.276
30%	$ 431.564
20%	$ 2.106.146
10%	$ 4.444.519
0%	$ 20.551.055

De acuerdo a las variaciones realizadas en nivel de inversión y precio, se puede establecer que existe una probabilidad levemente superior al 30% de que el VAN del proyecto, sea mayor a 0, lo que mejora la situación planteada en la sección 9.3.2.6.4 y en el apartado anterior.

Ahora bien, de acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla 296, si se aplica nuevamente la simulación de Montecarlo, se determina que la probabilidad de que el VAN presente un valor superior a US$1.638.755 es de 28,12%, lo cual representa una muy baja probabilidad de ocurrencia.

Por su parte, el análisis de sensibilidad del VAN nuevamente refleja que la variable más influyente es el precio de venta de energía, tal como se puede observar en la siguiente figura, lo cual no es un aspecto positivo para el proyecto, dado que debe competir con otras generadoras en el proceso de licitación por los bloques de energía, mencionados en la sección 3.2.1.

Figura 65: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 1B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 14MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Tarapacá 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

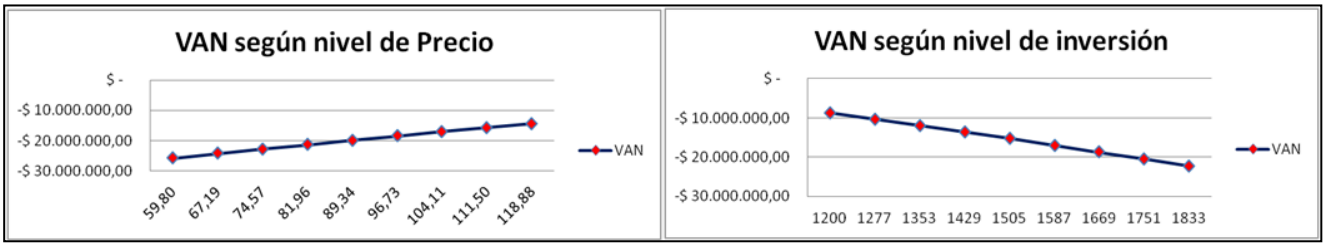


Dado el nivel de riesgo de la inversión, condicionado por la probabilidad de obtener un proyecto con VAN positivo, sumado al hecho de la baja relación entre el VAN y la Inversión, es que se considera descartar este proyecto como fuente de generación de tipo ERNC.

10.5. Alternativa 2A: Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV

10.5.1. Análisis Univariable

Gráfico 59: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 2A, como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)



Los resultados obtenidos, al variar tanto el nivel de inversión, como el precio de venta de energía, ratifican lo expuesto en la sección 9.3.3.5.4, que da cuenta de un proyecto

que no presenta rentabilidad para la compañía, lo cual se aprecia al no alcanzar un VAN > 0, para ninguna de las condiciones estudiadas.

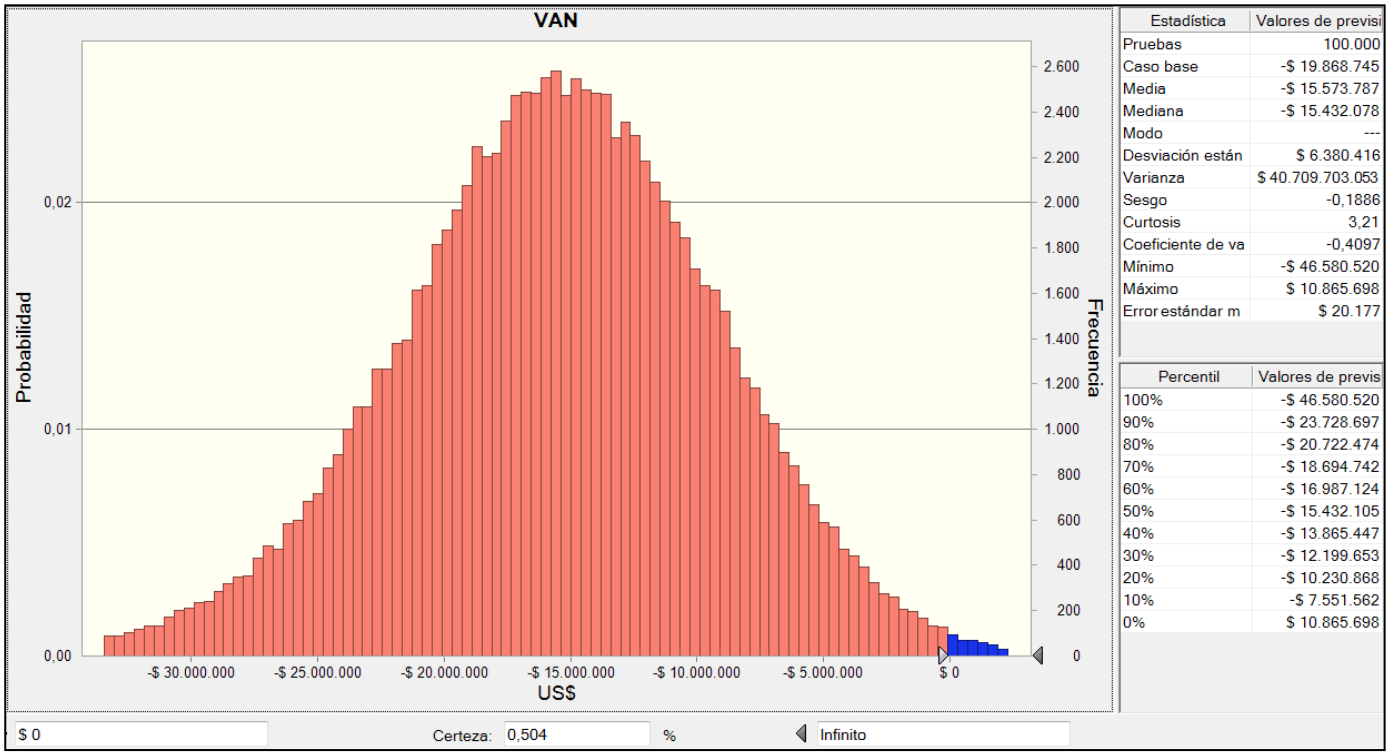
Un aspecto que justifica lo anterior, es el bajo nivel de demanda energética que presentan las compañías distribuidoras, cuyo punto de compra es la Subestación Crucero 220kV, durante los cuatro primeros años de operación de la planta, donde en el mejor de los casos, se llega a un 13,5% de generación, con respecto a la capacidad nominal del parque.

Pese a lo anterior, a continuación se realiza un análisis del comportamiento del proyecto, frente a variaciones conjuntas de los dos parámetros estudiados.

10.5.2. Análisis Multivariable

De acuerdo a las variaciones realizadas en los principales parámetros que influyen en el éxito de este proyecto y que arrojan una probabilidad menor al 1% de tener un VAN > 0, se puede concluir que la instalación de un parque fotovoltaico, basado en módulos fijos, en el terreno situado a 4,1km al Oriente de la Intersección Ruta B-92 con ruta 5 y financiado únicamente con patrimonio, el cual se conecta a la Subestación Crucero 220kV, con el fin de suministrar energía a las distribuidoras de esa subestación, no es capaz siquiera de asegurar la recuperación de la inversión, por lo que no se recomienda llevar a cabo ésta, ni tampoco participar en el proceso de licitación, con esta alternativa de fuente energética, dado los costos que éste trae consigo.

Figura 66: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 2A – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

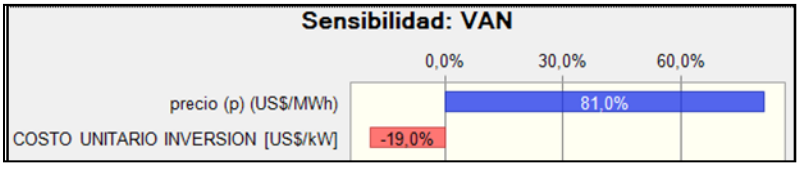


Estadística	Valores de previsi
Pruebas	100.000
Caso base	-$ 19.868.745
Media	-$ 15.573.787
Mediana	-$ 15.432.078
Modo	---
Desviación están	$ 6.380.416
Varianza	$ 40.709.703.053
Sesgo	-0,1886
Curtosis	3,21
Coeficiente de va	-0,4097
Mínimo	-$ 46.580.520
Máximo	$ 10.865.698
Error estándar m	$ 20.177

Percentil	Valores de previs
100%	-$ 46.580.520
90%	-$ 23.728.697
80%	-$ 20.722.474
70%	-$ 18.694.742
60%	-$ 16.987.124
50%	-$ 15.432.105
40%	-$ 13.865.447
30%	-$ 12.199.653
20%	-$ 10.230.868
10%	-$ 7.551.562
0%	$ 10.865.698

Por otra parte, el parámetro que más influye en la variación de la rentabilidad del proyecto, es el precio de venta de energía, de acuerdo a lo presentado en el gráfico de sensibilidad del VAN, que se presenta a continuación.

Figura 67: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 2A – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Resulta lógico que el precio sea el driver principal, ya que como se comenta en la sección anterior, el bajo nivel de demanda de los primeros cuatro años de vida del proyecto, deben ser compensados. Ahora bien, si se plantea sólo a modo de ejercicio, un escenario

ideal para el proyecto, donde se logre vender la energía a un precio de 108,4 [US$/MWh], como el que se registra en el año 2014, donde comienza el auge de la instalación de los parques fotovoltaicos, con un nivel de inversión de 1200 [US$/kW] y generando energía al nivel del peak de demanda, es decir a 45,19 [GWh/año], entendiendo que por el contrato de venta por bloque de energía, tal producción no es remunerada, se logra un VAN de US$ 6.472.106, con una TIR de 14% y un payback al año 11, cuyos resultados son buenos, pero tienen una condición desfavorable al observar la relación IVAN < 100%, que implica que por cada dólar de inversión, sólo se logra obtener 0,26 dólares de VAN.

Tabla 297: Condición ideal de negocio, con demanda máxima en todo el período. Alternativa 2A, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	$ 6.472.106
TIR	14%
Payback	11 años
IVAN	26%

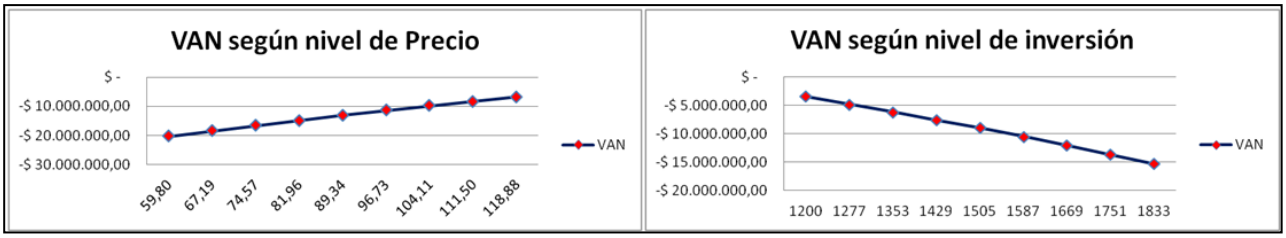
Por todo lo expuesto, se descarta esta opción, como una buena alternativa de fuente de generación de tipo ERNC, desde el punto de vista de la compañía.

10.6. Alternativa 2A: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Crucero 220kV

10.6.1. Análisis Univariable

Si se considera el mismo proyecto planteado anteriormente, pero ahora financiado a través de crédito, los resultados mejoran, sin embargo, la conclusión al momento de decidir llevar a cabo la inversión, se mantiene respecto al caso anterior, ya que como se aprecia en la siguiente figura, al analizar distintos escenarios de precios y niveles de inversión, ninguno permite obtener un proyecto con un VAN positivo.

Gráfico 60: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 2A, como proyecto con Financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)

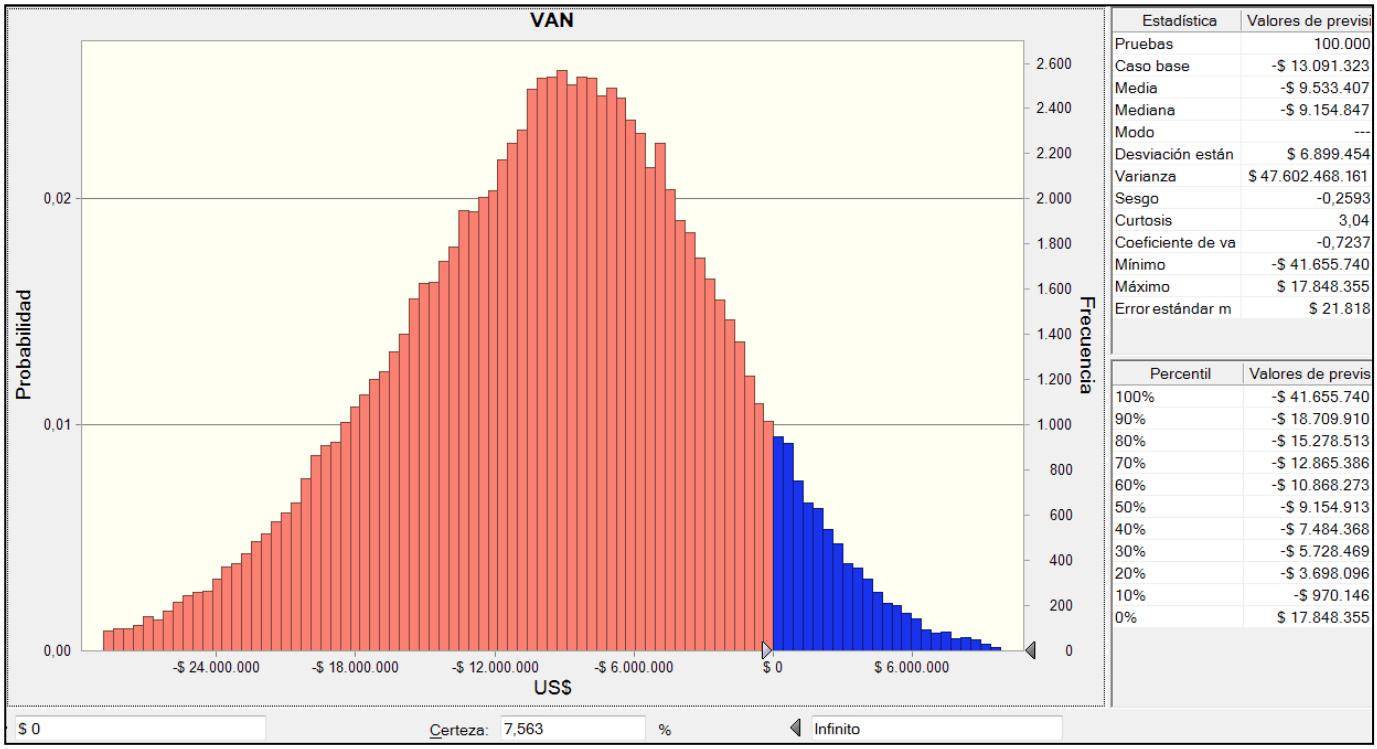


10.6.2. Análisis Multivariable

Con el fin de verificar lo expuesto en el punto anterior, se estudian las variaciones en la rentabilidad del proyecto, al considerar variaciones conjuntas en los principales parámetros que influyen en el éxito de este proyecto. De esta forma, se aprecia que el proyecto presenta una probabilidad muy baja, menor al 10% de tener un VAN > 0, por lo que se puede concluir que la instalación de un parque fotovoltaico, basado en módulos fijos, situado a 4,1km al Oriente de la Intersección Ruta B-92 con ruta 5 y con financiamiento por crédito a un costo de 7,25%, el cual se conecta a la Subestación Crucero 220kV, presenta con certeza una condición de no factibilidad en su implementación, por lo que nuevamente se recomienda desistir de la idea de llevar a cabo el proyecto, así como también no participar en el proceso de licitación, con esta alternativa de fuente energética, dado los costos que éste trae consigo.

El resultado de la simulación se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 68: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 2A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

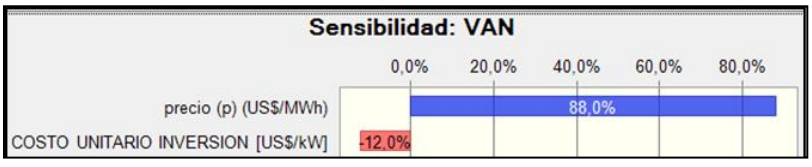


Estadística	Valores de previsi
Pruebas	100.000
Caso base	-$ 13.091.323
Media	-$ 9.533.407
Mediana	-$ 9.154.847
Modo	---
Desviación están	$ 6.899.454
Varianza	$ 47.602.468.161
Sesgo	-0,2593
Curtosis	3,04
Coeficiente de va	-0,7237
Mínimo	-$ 41.655.740
Máximo	$ 17.848.355
Error estándar m	$ 21.818

Percentil	Valores de previs
100%	-$ 41.655.740
90%	-$ 18.709.910
80%	-$ 15.278.513
70%	-$ 12.865.386
60%	-$ 10.868.273
50%	-$ 9.154.913
40%	-$ 7.484.368
30%	-$ 5.728.469
20%	-$ 3.698.096
10%	-$ 970.146
0%	$ 17.848.355

Por otra parte, el parámetro que más influye en la variación de la rentabilidad del proyecto, es el precio de venta de energía, de acuerdo a lo presentado en el gráfico de sensibilidad del VAN, situación que se explica por la baja venta de energía, durante los cuatro primeros años, al igual que en la alternativa sin financiamiento, explicada en la sección 10.5.2.

Figura 69: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 2A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 21MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Al igual que en el caso anterior, a continuación, se busca presentar, la mejor condición a la que pudiese estar sometida el proyecto, pero como se cuenta con financiamiento, se mantiene la condición realista en el nivel de demanda energética, sin embargo, se contempla un precio de 108,4 [US$/MWh], tal como el presentado en la licitación del año 2014 y un nivel de inversión de 1200 [US$/kW]. La diferencia con el caso anterior, en cuanto a la demanda, se explica en el hecho que para el nivel de precio y de inversión empleado en esta condición especial, el proyecto puro no logra alcanzar un VAN positivo.

Ahora bien, los resultados obtenidos tampoco son muy alentadores, dado que implica que por cada dólar de inversión, sólo se logra obtener 0,05 dólares de VAN. Además, la inversión al ser muy elevada y al ser recuperada en un plazo muy avanzado en el proyecto, condiciona las posibilidades de acceder al crédito requerido. Además, la probabilidad de que esta situación se dé es incluso inferior al 7,56%.

Tabla 298: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 2A, proyecto con financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	$ 250.081
TIR	10%
payback	18 años
IVAN	5%

Por todo lo expuesto, se descarta esta opción, como una buena alternativa de fuente de generación de tipo ERNC, desde el punto de vista de la compañía.

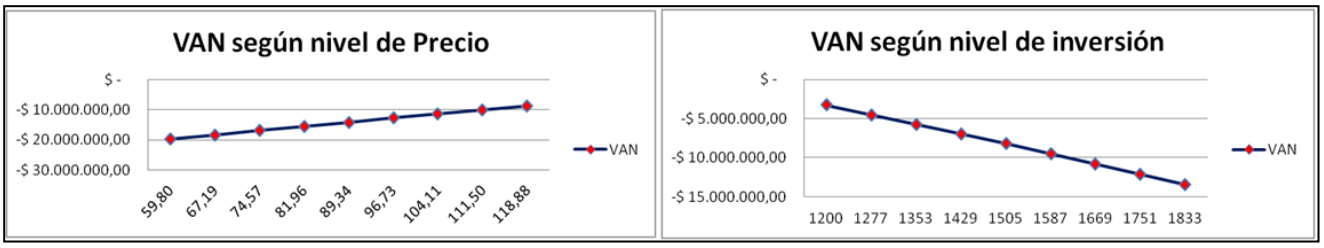
10.7. Alternativa 2B: Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV

10.7.1. Análisis Univariable

Cuando el proyecto de instalación del parque fotovoltaico, con paneles montados en estructuras HTSAT, es sometido al análisis de sensibilidad por precio y por nivel de inversión, se obtienen los resultados presentados en la siguiente gráfica. En ésta, es posible

apreciar, que ninguna de las condiciones a las que es sometido el proyecto permite obtener un VAN positivo, por lo que la situación descrita en 9.3.4.5.4, se ratifica con esto.

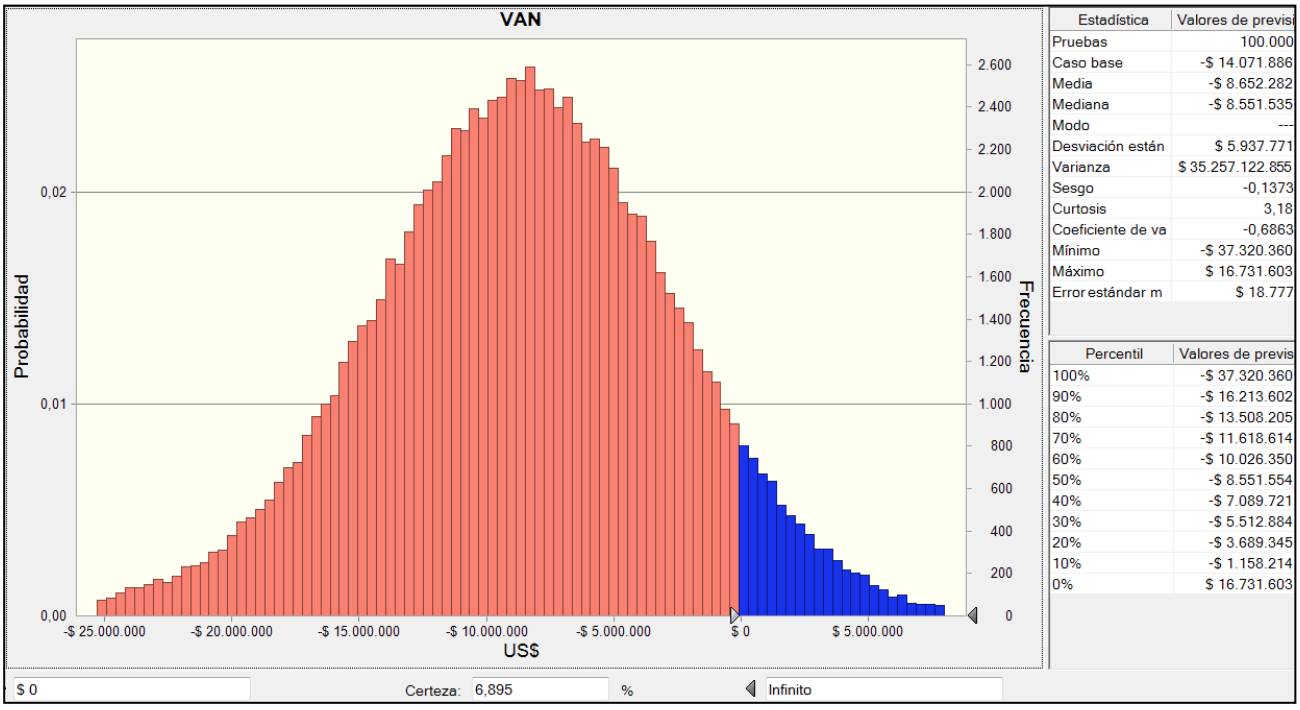
Gráfico 61: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 2B, como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)



Sin embargo, resulta interesante observar el comportamiento del proyecto frente a una variación conjunta de las dos variables de control, abordadas anteriormente, por lo que se lleva a cabo un análisis multivariable del proyecto.

10.7.2. Análisis Multivariable

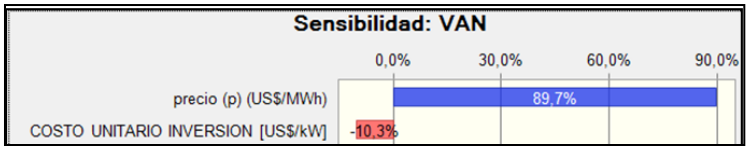
Figura 70: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 2B – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



De acuerdo a las variaciones realizadas en nivel de inversión y precio, se puede establecer que existe una probabilidad menor al 10% de que el VAN del proyecto, sea mayor a 0, lo que nuevamente confirma la situación planteada en la sección 9.3.4.5.4 y en el apartado anterior.

Por su parte, el análisis de sensibilidad del VAN nuevamente refleja que la variable más influyente es el precio de venta de energía, tal como se puede observar en la siguiente figura.

Figura 71: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 2B – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Finalmente, al igual que en el caso anterior, si el proyecto se contempla con condiciones ideales en su nivel de inversión, es decir 1200 [US$/kW] y un precio de 108,4 [US$/MWh], correspondiente al nivel alcanzado en el año 2014, donde comienza el crecimiento en el uso de instalaciones fotovoltaicas, a nivel de utilities, se pueden obtener los siguientes resultados para el proyecto.

Tabla 299: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 2B, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	-$ 498.425
TIR	10%
Payback	No se logra
IVAN	-3%

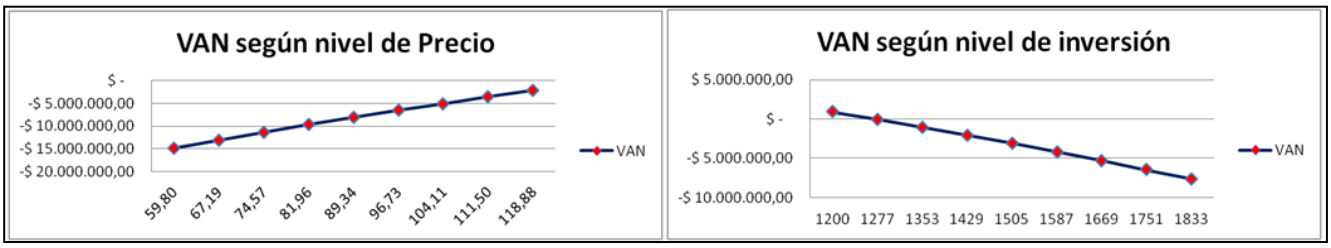
Los valores obtenidos son aún más significativos, que los encontrados en el capítulo anterior, dado que bajo el escenario antes descrito, tampoco logra ser un proyecto rentable, por lo que se ratifica la idea planteada en el punto 9.3.4.5.4, respecto a la decisión de inversión, desechando esta alternativa de negocio del parque fotovoltaico.

10.8. Alternativa 2B: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV

10.8.1. Análisis Univariable

Cuando el proyecto analizado en la sección anterior, es financiado con un crédito por el 80% de la inversión, tal como es abordado en 9.3.4.6.3 y se somete al análisis univariable, es posible apreciar que se logra alcanzar un VAN mayor a cero, para niveles de inversión levemente superiores a los 1200 [US$/kW].

Gráfico 62: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 2B, como proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia)



Ahora bien, la probabilidad de que este proyecto resulte rentable, es estudiado en el análisis multivariable, pero por lo pronto se determina, el mejor escenario posible en esta condición, vale decir que la inversión sea de 1200 [US$/kW], manteniendo el precio en 89,34 [US$/MWh]. Con esto, se logra establecer el resultado del proyecto sujeto a la condición antes descrita, el cual es presentado en la siguiente tabla.

Tabla 300: Condición ideal de negocio, variando sólo el nivel de inversión. Alternativa 2B, proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia)

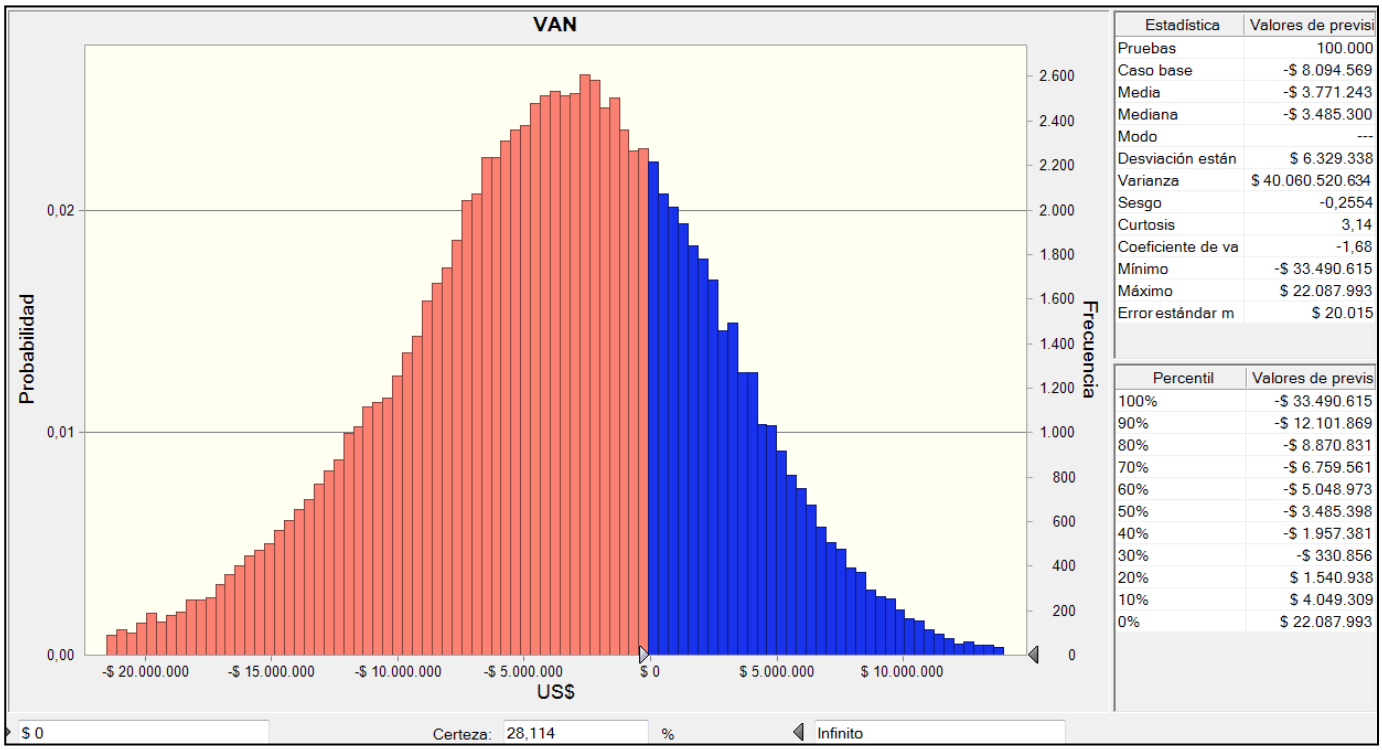
Indicador	Valor
VAN	$ 191.600
TIR	10%
payback	18 años
IVAN	5%

Si bien, los resultados presentan un proyecto rentable, bajo el mejor escenario de inversión, la relación entre este driver y el VAN que se obtiene aún es bajo, ya que por cada

dólar invertido, se obtiene 0,05 dólares de VAN. Además, la inversión al ser muy elevada y al ser recuperada en un plazo muy avanzado en el proyecto, condiciona las posibilidades de acceder al crédito requerido.

10.8.2. Análisis Multivariable

Figura 72: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 2B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Estadística	Valores de previsi
Pruebas	100.000
Caso base	-$ 8.094.569
Media	-$ 3.771.243
Mediana	-$ 3.485.300
Modo	---
Desviación están	$ 6.329.338
Varianza	$ 40.060.520.634
Sesgo	-0,2554
Curtosis	3,14
Coeficiente de va	-1,68
Mínimo	-$ 33.490.615
Máximo	$ 22.087.993
Error estándar m	$ 20.015

Percentil	Valores de previs
100%	-$ 33.490.615
90%	-$ 12.101.869
80%	-$ 8.870.831
70%	-$ 6.759.561
60%	-$ 5.048.973
50%	-$ 3.485.398
40%	-$ 1.957.381
30%	-$ 330.856
20%	$ 1.540.938
10%	$ 4.049.309
0%	$ 22.087.993

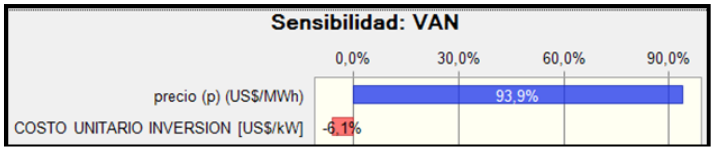
De acuerdo a las variaciones realizadas en nivel de inversión y precio, se puede establecer que existe una probabilidad cercana al 28% de que el VAN del proyecto, sea mayor a 0, lo que implica una baja posibilidad de tener un proyecto exitoso, por lo que se confirma la decisión de no invertir, planteado en la sección 9.3.4.6.4 y en el apartado anterior.

Ahora bien, de acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla 300, si se aplica nuevamente la simulación de Montecarlo, se determina que la probabilidad de que el VAN

presente un valor superior a US$191.600 es de 26,8%, lo cual nuevamente representa una muy baja probabilidad de ocurrencia.

Por su parte, el análisis de sensibilidad del VAN, nuevamente refleja que la variable más influyente es el precio de venta de energía, tal como se puede observar en la siguiente figura, lo cual no es un aspecto positivo para el proyecto, dado que debe competir con otras generadoras, en el proceso de licitación por los bloques de energía, mencionados en la sección 3.2.1.

Figura 73: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 2B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 16MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

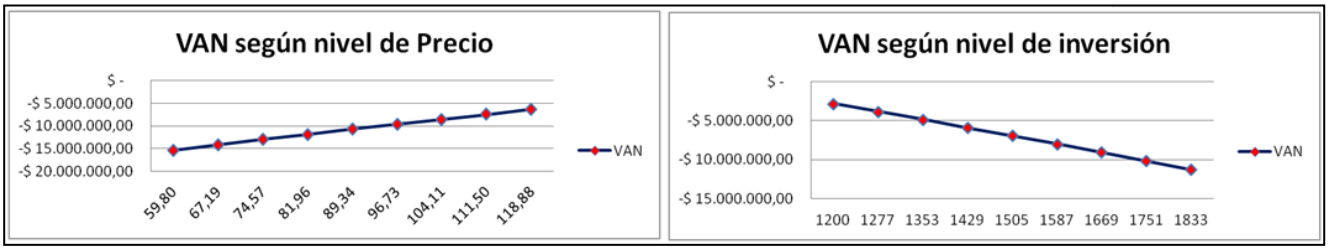


Dado el nivel de riesgo de la inversión, condicionado por la probabilidad de obtener un proyecto con VAN positivo, sumado al hecho de la baja relación entre el VAN y la Inversión, es que se considera descartar este proyecto como fuente de generación de tipo ERNC.

10.9. Alternativa 3A: Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV

10.9.1. Análisis Univariable

Gráfico 63: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 3A, como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)



Los resultados obtenidos, al variar tanto el nivel de inversión, como el precio de venta de energía, ratifican lo expuesto en la sección 9.3.5.5.4, que da cuenta de un proyecto que no presenta rentabilidad para la compañía, lo cual se aprecia al no alcanzar un VAN mayor a 0, para ninguna de las condiciones estudiadas.

Sin embargo, existe una diferencia con los proyectos antes estudiados, dado que el nivel de demanda energética que presentan las compañías distribuidoras, cuyo punto de compra es la Subestación Cardones 220kV, se mantiene relativamente estable, siendo la peor condición, la que se presenta en el año 2024, donde se llega a un 59% de generación de energía, con respecto a la capacidad nominal del parque.

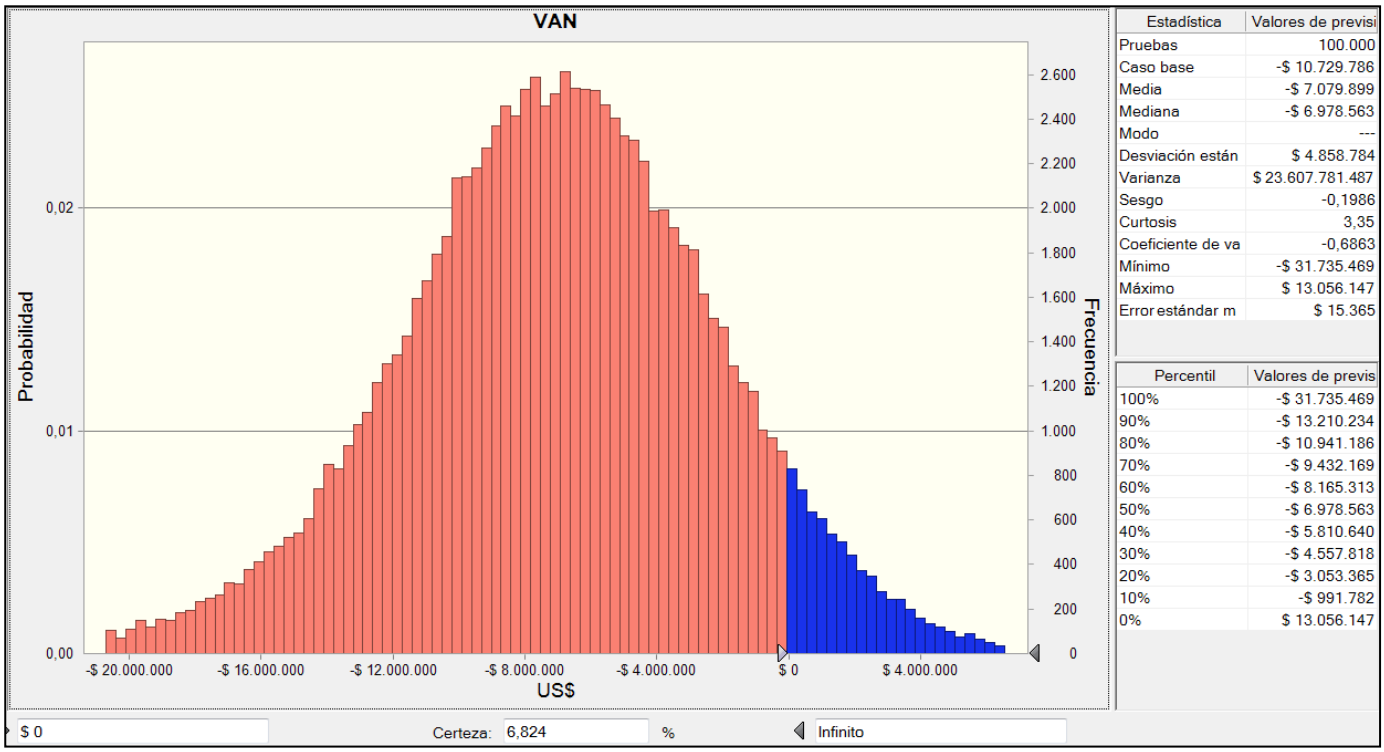
Lo anterior, ya marca una ventaja respecto a las otras instalaciones estudiadas, dado que no existe una gran capacidad ociosa de la planta, en los primeros años de operación.

Con el fin de estudiar el comportamiento del proyecto, ante variaciones en el precio de venta y en el nivel de inversión, se procede a realizar un análisis multivariable, respecto a los dos parámetros antes mencionados.

10.9.2. Análisis Multivariable

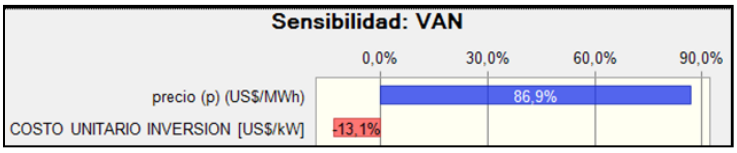
De acuerdo a las variaciones realizadas en los principales parámetros que influyen en el éxito de este proyecto y que arrojan una probabilidad menor al 10% de tener un VAN mayor a 0, se puede concluir que la instalación de un parque fotovoltaico, basado en módulos fijos, en el terreno situado en la Subestación Dos Amigos, Domeyko de la Provincia de Huasco, comuna de Vallenar y financiado únicamente con patrimonio, el cual se conecta a la Subestación Cardones 220kV, con el fin de suministrar energía a las distribuidoras de esa subestación, no es capaz siquiera de asegurar la recuperación de la inversión, por lo que no se recomienda llevar a cabo ésta, ni tampoco participar en el proceso de licitación, con esta alternativa de fuente energética, dado los costos que éste trae consigo.

Figura 74: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 3A – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Por otra parte, el parámetro que más influye en la variación de la rentabilidad del proyecto, es el precio de venta de energía, de acuerdo a lo presentado en el gráfico de sensibilidad del VAN, que se presenta a continuación.

Figura 75: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 3A – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Ahora bien, si se plantea sólo a modo de ejercicio, un escenario ideal para el proyecto, donde se logre vender la energía a un precio de 108,4 [US$/MWh], como el que se registra en el año 2014, donde comienza el auge de la instalación de los parques

fotovoltaicos, con un nivel de inversión de 1200 [US$/kW] y generando energía al nivel del peak de demanda, es decir a 28,15 [GWh/año], entendiendo que por el contrato de venta por bloque de energía, tal producción no es remunerada, se logra un VAN de US$ 3.480.317, con una TIR de 13% y un payback al año 12, cuyos resultados si bien son relativamente buenos, el indicador IVAN no es muy alentador, dado que indica que por cada dólar de inversión, sólo se logra obtener 0,22 dólares de VAN.

Tabla 301: Condición ideal de negocio, con demanda máxima en todo el período. Alternativa 3A, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)

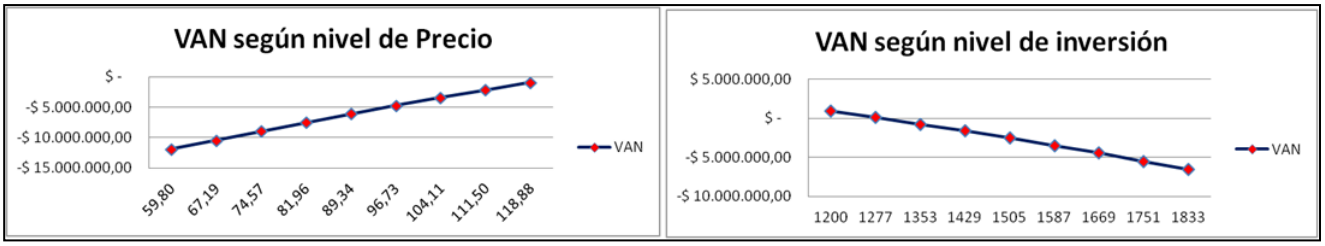
Indicador	Valor
VAN	$ 3.480.317
TIR	13%
Payback	12 años
IVAN	22%

Por todo lo expuesto, se descarta esta opción, como una buena alternativa de fuente de generación de tipo ERNC, desde el punto de vista de la compañía.

10.10. Alternativa 3A: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles fijos e inclinados, con conexión a Subestación Cardones 220kV

10.10.1. Análisis Univariable

Gráfico 64: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 3A, como proyecto con Financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)



Si se considera el mismo proyecto planteado anteriormente, pero ahora financiado a través de crédito, los resultados mejoran, incluso obteniendo VAN mayor a cero, para valores levemente superiores a 1.200 [US$/kW]. Ahora bien, la probabilidad de que este proyecto resulte rentable, es estudiado en el análisis multivariable, pero por lo pronto se

determina, el mejor escenario posible en esta condición, vale decir que la inversión sea de 1.200 [US$/kW], manteniendo el precio en 89,34 [US$/MWh]. Con esto, se logra establecer el resultado del proyecto sujeto a la condición antes descrita, el cual es presentado en la siguiente tabla.

Tabla 302: Condición ideal de negocio, variando sólo el nivel de inversión. Alternativa 3A, proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	$ 54.659
TIR	10%
Payback	19 años
IVAN	0,35%

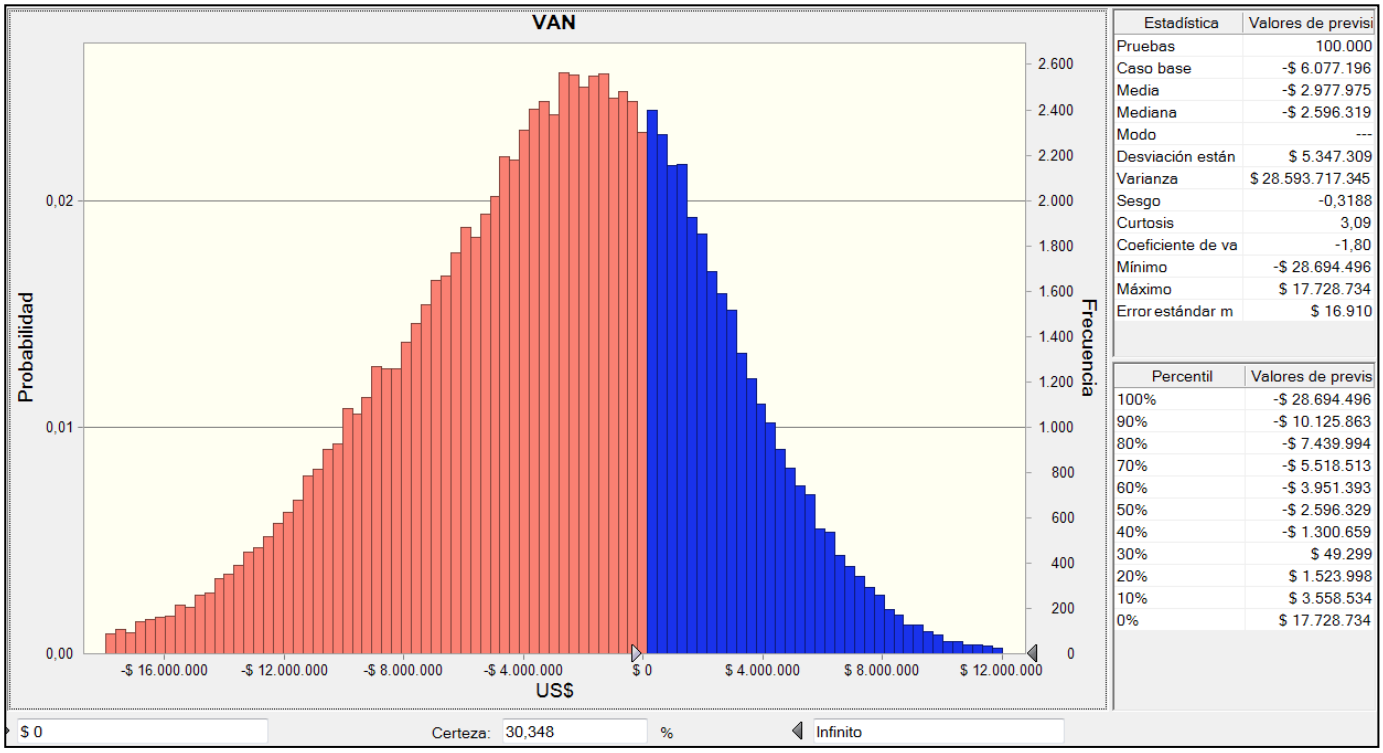
Si bien, los resultados presentan un proyecto rentable, bajo el mejor escenario de inversión, la relación entre este driver y el VAN que se obtiene aún es bajo, ya que por cada dólar invertido, se obtiene 0,035 dólares de VAN. Además, la inversión al ser muy elevada y al ser recuperada prácticamente al final del ciclo de operación del proyecto, condiciona las posibilidades de acceder al crédito requerido.

10.10.2. Análisis Multivariable

Con el fin de verificar lo expuesto en el punto anterior, se estudian las variaciones en la rentabilidad del proyecto, al considerar variaciones conjuntas en los principales parámetros que influyen en el éxito de este proyecto. De esta forma, se aprecia que el proyecto presenta una probabilidad que alcanza el 30% de tener un VAN > 0, que si bien es un valor mayor que en los otros proyectos estudiados anteriormente, sigue representando un alto nivel de riesgo en el éxito del proyecto, por lo que se recomienda que la instalación de un parque fotovoltaico, basado en módulos fijos, situado en la Subestación Dos Amigos, Domeyko de la Provincia de Huasco, comuna de Vallenar y con financiamiento por crédito a un costo de 7,25%, el cual se conecta a la Subestación Cardones 220kV, sea cancelada.

El resultado de la simulación se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 76: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 3A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Crucero 220kV (Fuente: Elaboración Propia)

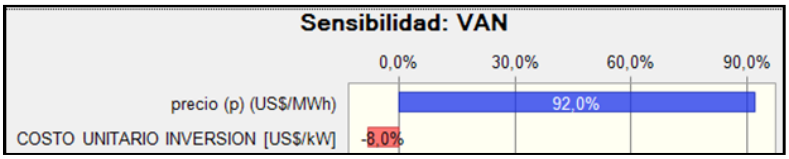


Estadística	Valores de previsi
Pruebas	100.000
Caso base	-$ 6.077.196
Media	-$ 2.977.975
Mediana	-$ 2.596.319
Modo	---
Desviación están	$ 5.347.309
Varianza	$ 28.593.717.345
Sesgo	-0,3188
Curtosis	3,09
Coeficiente de va	-1,80
Mínimo	-$ 28.694.496
Máximo	$ 17.728.734
Error estándar m	$ 16.910

Percentil	Valores de previs
100%	-$ 28.694.496
90%	-$ 10.125.863
80%	-$ 7.439.994
70%	-$ 5.518.513
60%	-$ 3.951.393
50%	-$ 2.596.329
40%	-$ 1.300.659
30%	$ 49.299
20%	$ 1.523.998
10%	$ 3.558.534
0%	$ 17.728.734

Por otra parte, el parámetro que más influye en la variación de la rentabilidad del proyecto, es el precio de venta de energía, de acuerdo a lo presentado en el gráfico de sensibilidad del VAN, que se presenta a continuación.

Figura 77: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 3A – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 13MW, con paneles en estructuras fijas e inclinadas, con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Al igual que en el caso anterior, a continuación, se busca presentar, la mejor condición a la que pudiese estar sometida el proyecto, pero como se cuenta con financiamiento, se mantiene la condición realista en el nivel de demanda energética, sin

embargo, se contempla un precio de 108,4 [US$/MWh], tal como el presentado en la licitación del año 2014 y un nivel de inversión de 1.200 [US$/kW]. La diferencia con el caso anterior, en cuanto a la demanda, se explica en el hecho que para el nivel de precio y de inversión empleado en esta condición especial, el proyecto puro no logra alcanzar un VAN positivo.

Ahora bien, en este caso los resultados obtenidos son muy alentadores, dado que implica que por cada dólar de inversión, se logra obtener 1,19 dólares de VAN. Además, la inversión logra ser recuperada en un plazo muy atractivo de cuatro años, lo que sin duda aumenta las posibilidades de acceder al crédito requerido. Sin embargo, la probabilidad de que el VAN presente un valor como el de la Tabla 303 o superior, es de un 9,35%, de acuerdo a la simulación realizada en Crystal Ball, lo cual es muy bajo para decidir invertir en este proyecto.

Tabla 303: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 3A, proyecto con financiamiento (Fuente: Elaboración Propia)

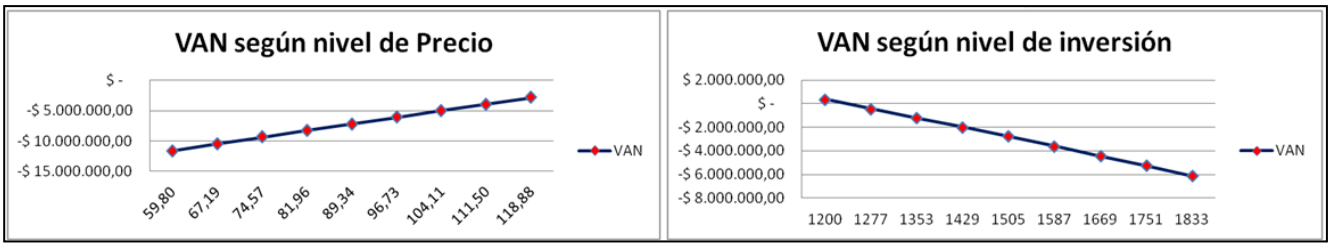
Indicador	Valor
VAN	$ 3.739.136
TIR	26%
payback	4 años
IVAN	119%

10.11. Alternativa 3B: Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV

10.11.1. Análisis Univariable

Cuando el proyecto de instalación del parque fotovoltaico, con paneles montados en estructuras HTSAT, es sometido al análisis de sensibilidad por precio y por nivel de inversión, se obtienen los resultados presentados en la siguiente gráfica. En ésta, es posible apreciar, que una inversión de 1.200 [US$/kW] permite obtener un VAN positivo, pero este valor corresponde al mínimo esperado, por lo que la situación descrita en la sección 9.3.6.5.4, se ratifica con esto.

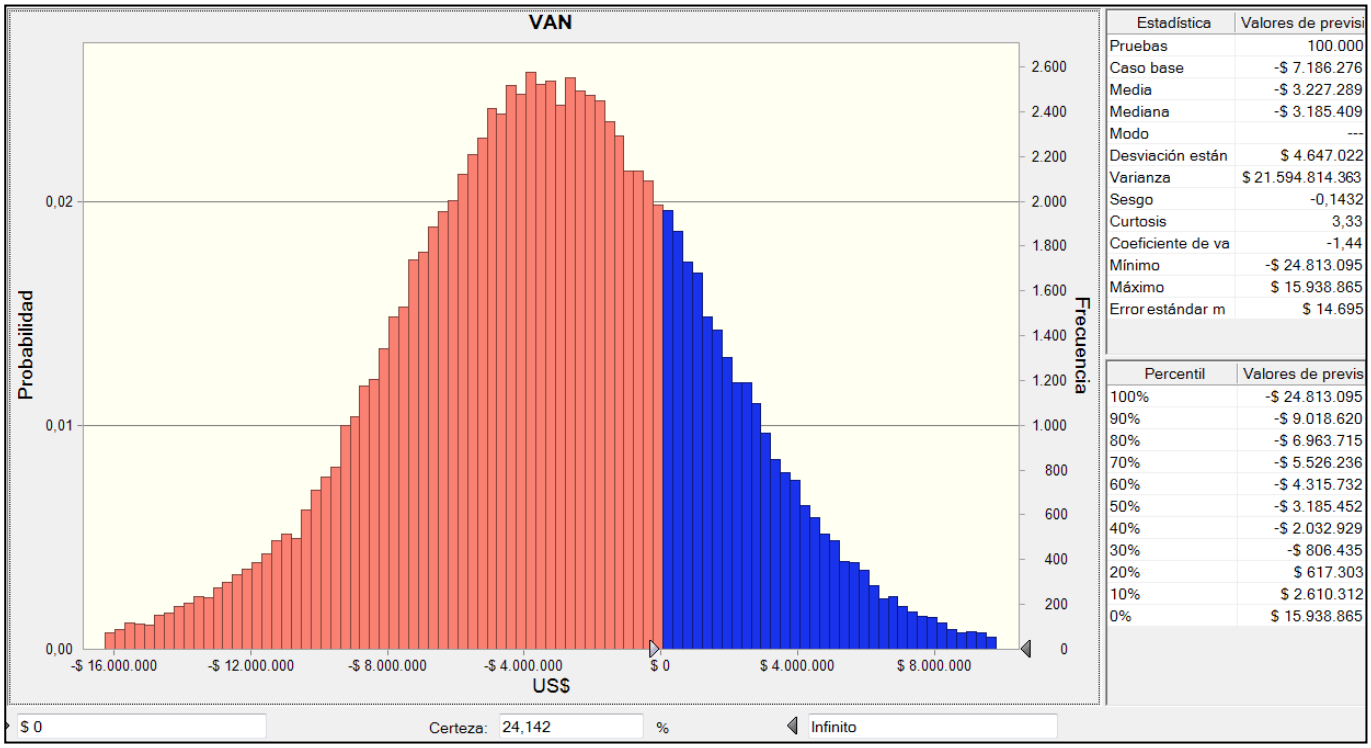
Gráfico 65: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 3B, como proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)



Sin embargo, resulta interesante observar el comportamiento del proyecto frente a una variación conjunta de las dos variables de control, abordadas anteriormente, por lo que se lleva a cabo un análisis multivariable del proyecto.

10.11.2. Análisis Multivariable

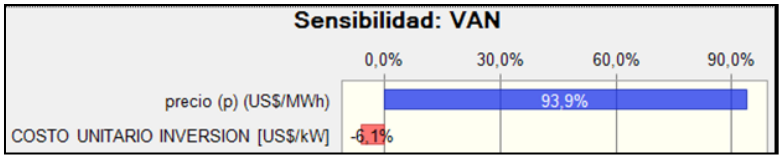
Figura 78: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 3B – Proyecto Puro de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



De acuerdo a las variaciones realizadas en nivel de inversión y precio, se puede establecer que existe una probabilidad cercana al 24%, de que el VAN del proyecto, sea mayor a 0, lo que nuevamente confirma la situación planteada en la sección 9.3.6.5.4 y en el apartado anterior, por representar un nivel muy alto de riesgo de inversión.

Por su parte, el análisis de sensibilidad del VAN refleja que la variable más influyente es el precio de venta de energía, tal como se puede observar en la siguiente figura.

Figura 79: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 3B – Proyecto puro de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Finalmente, al igual que en el caso anterior, si el proyecto se contempla con condiciones ideales en su nivel de inversión, es decir 1200 [US$/kW] y un precio de 108,4 [US$/MWh], correspondiente al nivel alcanzado en el año 2014, donde comienza el crecimiento en el uso de instalaciones fotovoltaicas, a nivel de utilities, se pueden obtener los siguientes resultados para el proyecto.

Tabla 304: Condición ideal de negocio, con demanda energética real. Alternativa 3B, proyecto puro (Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	Valor
VAN	$ 2.469.981
TIR	13%
Payback	12 años
IVAN	20%

Si bien, los resultados presentan un proyecto rentable, bajo el mejor escenario de inversión, la relación entre este driver y el VAN, que se obtiene aún es bajo, ya que por cada dólar invertido, se obtiene 0,2 dólares de VAN. Sin embargo, existe un payback que da cuenta de un plazo prudente de recuperación de la inversión, lo que resta un cierto nivel

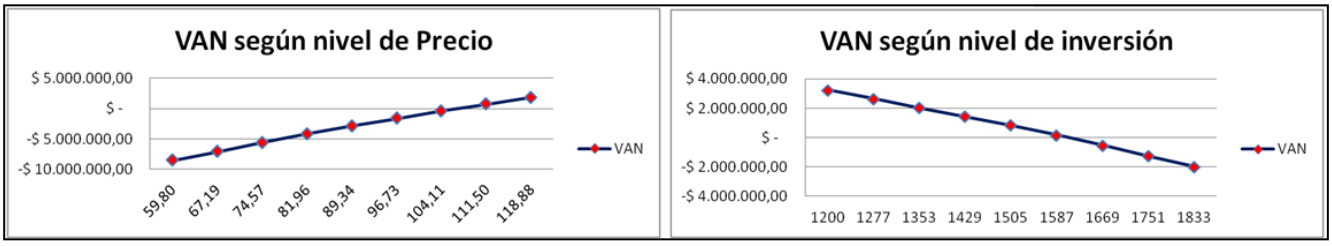
de riesgo a la inversión. Pese a lo anterior, la probabilidad de alcanzar un VAN de tal magnitud o superior, es de 10,476%, cuando se realiza la simulación en Crystal Ball, condición que establece un alto riesgo de alcanzar un proyecto rentable, por lo que no se recomienda llevar a cabo el proyecto.

10.12. Alternativa 3B: Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles montados en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV

10.12.1. Análisis Univariable

Cuando el proyecto analizado en la sección anterior, es financiado con un crédito por el 80% de la inversión, tal como es abordado en la sección 9.3.6.6.3 y se somete al análisis univariable, es posible apreciar que se logra alcanzar un VAN mayor a cero, tanto para niveles de inversión del orden de los 1.353 [US$/kW] y con un nivel de precio de venta de energía de alrededor de 104,11 [US$/MWh], ambas condiciones por separado.

Gráfico 66: Análisis de Sensibilidad Univariable. Alternativa 3B, como proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia)



Ahora bien, la probabilidad de que este proyecto resulte rentable, es estudiado en el análisis multivariable, pero por lo pronto se determina, el mejor escenario posible en esta condición, vale decir que la inversión sea de 1.200 [US$/kW], manteniendo el precio en 89,34 [US$/MWh]. Con esto, se logra establecer el resultado del proyecto sujeto a la condición antes descrita, el cual es presentado en la siguiente tabla.

Tabla 305: Condición ideal de negocio, variando sólo el nivel de inversión. Alternativa 3B, proyecto financiado (Fuente: Elaboración Propia)

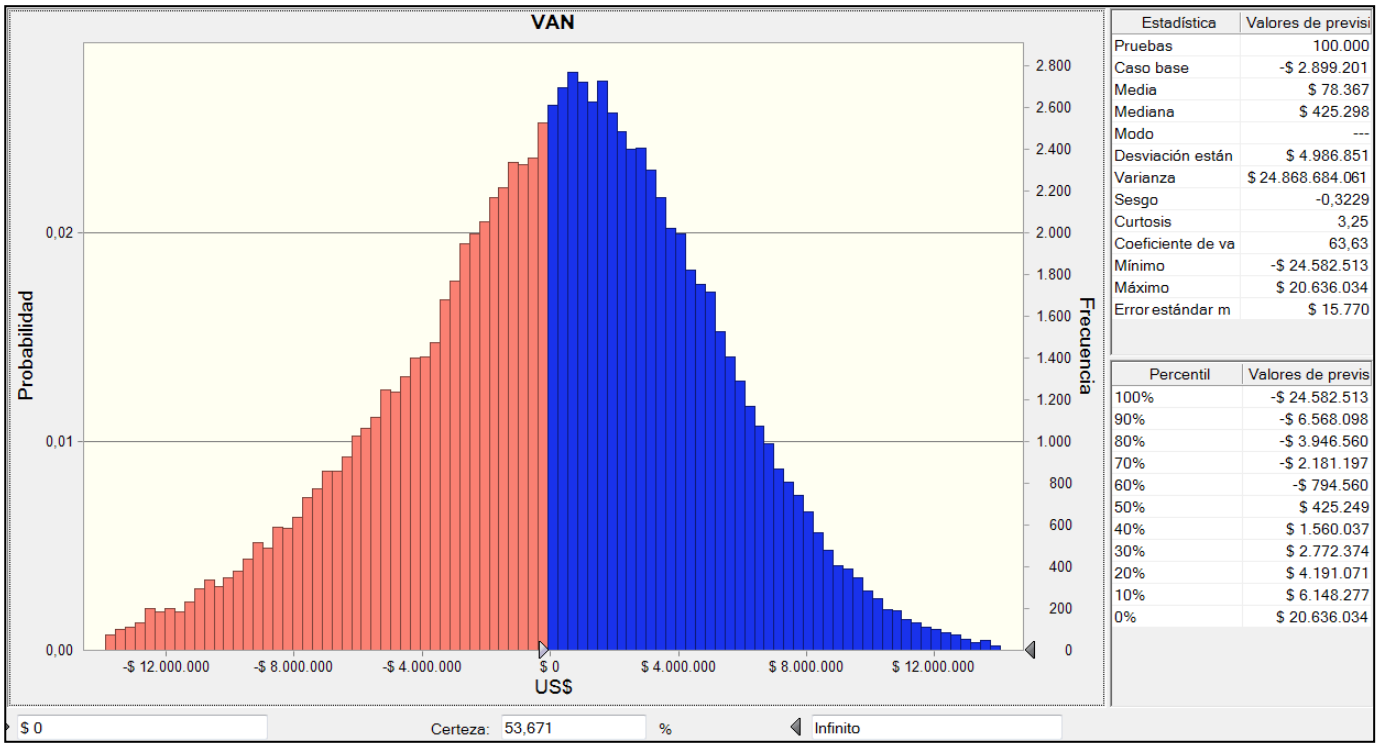
Indicador	Valor
VAN	$ 2.537.946
TIR	25%
Payback	4 años
IVAN	105%

Los resultados que se presentan, muestran un proyecto muy atractivo, dada su rentabilidad, la relación que se logra entre la inversión y el VAN, es favorable ya que por cada dólar invertido, se obtiene 1,05 dólares de VAN. Además, la inversión es recuperada en un plazo muy breve de cuatro años, lo que permite aumentar las posibilidades de acceder al crédito requerido. Además, la tasa interna de retorno supera ampliamente la tasa de descuento requerida por los inversionistas, la que alcanza el 10%, por lo que es una muy buena señal para invertir.

Sin embargo, todo lo anterior, debe ser revisado, de forma de establecer su probabilidad de ocurrencia, condición que es tratada en el análisis multivariable.

10.12.2. Análisis Multivariable

Figura 80: Análisis de Previsión del VAN. Alternativa 3B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



Estadística	Valores de previsi
Pruebas	100.000
Caso base	-$ 2.899.201
Media	$ 78.367
Mediana	$ 425.298
Modo	---
Desviación están	$ 4.986.851
Varianza	$ 24.868.684.061
Sesgo	-0,3229
Curtosis	3,25
Coeficiente de va	63,63
Mínimo	-$ 24.582.513
Máximo	$ 20.636.034
Error estándar m	$ 15.770

Percentil	Valores de previs
100%	-$ 24.582.513
90%	-$ 6.568.098
80%	-$ 3.946.560
70%	-$ 2.181.197
60%	-$ 794.560
50%	$ 425.249
40%	$ 1.560.037
30%	$ 2.772.374
20%	$ 4.191.071
10%	$ 6.148.277
0%	$ 20.636.034

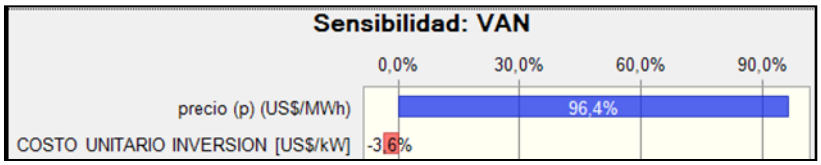
De acuerdo a las variaciones realizadas en nivel de inversión y precio, se puede establecer que existe una probabilidad que sobrepasa el 50% de que el VAN del proyecto, sea mayor a 0, condición que es la más favorable de todas las opciones de generadoras fotovoltaicas, revisadas en esta memoria.

Ahora bien, de acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla 305, si se aplica nuevamente la simulación de Montecarlo, se determina que la probabilidad de que el VAN presente un valor superior a US$2.537.946 es de 32,234%, lo cual representa un nivel aceptable de riesgo, para los resultados que el proyecto ofrece.

Por su parte, el análisis de sensibilidad del VAN, nuevamente refleja que la variable más influyente es el precio de venta de energía, tal como se puede observar en la siguiente figura, lo cual no es un aspecto positivo para el proyecto, debido a que se debe competir

con otras generadoras, en el proceso de licitación por los bloques de energía, mencionados en la sección 3.2.1.

Figura 81: Análisis de Sensibilidad del VAN. Alternativa 3B – Proyecto Financiado de Parque fotovoltaico de 10MW, con paneles en estructuras inclinadas y con seguidores (HTSAT), con conexión a Subestación Cardones 220kV (Fuente: Elaboración Propia)



De los resultados obtenidos, es posible indicar que esta opción de inversión, es la que presenta las mejores condiciones para conseguir un proyecto exitoso, desde el punto de vista de la compañía, como de los acreedores. De esta forma, se recomienda participar de la licitación, ofreciendo una oferta de 89,34[US$/MWh], considerando que se tenga un nivel de inversión conservador de 1.505 [US$/kW], que constituye el valor más probable de inversión, de acuerdo a lo revisado en este capítulo. Lo anterior permite obtener un VAN de US$487.415, con una TIR de 13% y un período de recuperación de la inversión de 9 años, valores que tienen una certeza de ocurrir de un 49,651%.

11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

11.1. Conclusiones

A lo largo de esta memoria, se ha presentado el contexto de la industria de la generación de energía eléctrica, tanto a nivel nacional como internacional. Dentro de este ámbito, se destaca la evolución que ha tenido la demanda de este servicio, presentando relaciones muy estrechas con factores como el crecimiento vegetativo, el nivel de crecimiento en el producto interno bruto de las naciones, entre otros. Ahora bien, no sólo el consumo ha sufrido variaciones con el paso del tiempo, sino que también, la forma de producir la energía, también ha ido variando y continúa en esa senda. Así, es posible apreciar como las fuentes empleadas para la generación de electricidad, en todo el mundo, incluyendo a Chile, han pasado desde un dominio absoluto de las centrales térmicas, que emplean combustibles fósiles en su proceso y de las centrales hidroeléctricas, a incorporar fuentes más limpias y sustentables, como son las energías renovables no convencionales, tales como los parques eólicos, las centrales en base a biomasa, las plantas termosolares y por supuesto las instalaciones fotovoltaicas, que han sido el foco de la investigación realizada en este trabajo.

Así, hoy en día, a nivel nacional, el tipo de unidad generadora que ha experimentado un mayor crecimiento relativo, en cuanto a potencia instalada, durante los últimos 3 años, ha sido la planta fotovoltaica, pasando de una capacidad de 223MW, en el año 2014 a 949MW, en el 2016. Esta condición es respaldada por el gobierno, a través de su Política Energética, que busca conseguir un mayor uso de ERNC en la matriz energética chilena, teniendo como gran objetivo, que en el año 2050, se logre alcanzar un nivel de generación, proveniente de las energías renovables no convencionales, de un 70% del total de la producción nacional.

Ahora bien, este aumento explosivo de las plantas solares, es una de las causas que da origen al proyecto, dado que en el SING, que es donde existen las mejores condiciones para la instalación de las generadoras en estudio, el 90% de la energía está destinada a clientes libres, lo que se correlaciona con la existencia de la Industria Minera en dicha zona, lo que ha generado un exceso de oferta de energía, lo que se traduce en menores precios,

considerando la premisa de que el cliente libre está sujeto a las condiciones del mercado, por lo que puede negociar. Entonces, existiendo este excedente, se entiende que el número de instalaciones de ERNC disminuya y con ello el uso de éstas. Ahora bien, a raíz de esto se investiga la real conveniencia de ingresar más instalaciones de tipo fotovoltaica en la matriz energética chilena, apuntando al segmento de clientes regulados, de forma de no bajar la cuota de ERNC en el país y con ello no romper los compromisos medioambientales a los que Chile se ha suscrito. Por otro lado, para el caso del SIC, el uso de los parques fotovoltaicos es incluso mayor que en el SING, con un mayor número de empresas participantes de este segmento de la industria, lo que nuevamente hace cuestionarse hasta qué punto es un buen negocio instalar una planta fotovoltaica en esta zona, aun cuando el gobierno impulsa el uso de las ERNC en Chile.

Siguiendo con la última idea del párrafo anterior, a lo largo de este estudio, se pudo verificar, como el gobierno, a través del Ministerio y de la Comisión Nacional de Energía, es un agente muy activo, que actúa como coordinador, mediador y regulador, en esta materia, no interviniendo directamente en el negocio de las generadoras, pero si incentivando la mayor competencia en esta industria, cuidando las buenas prácticas, tanto en lo técnico, como en lo financiero, motivado por una búsqueda permanente de la reducción de precios para los consumidores finales.

Es así, que el Ministerio de Energía, es el encargado de llamar a licitación pública, por los bloques de energía de las empresas distribuidoras, que atienden a los clientes regulados. De hecho, lo expuesto, es uno de los aspectos más importantes de esta memoria, ya que al revisar las proyecciones de demanda energética, tanto para clientes libres como regulados, se pudo verificar que en el caso de los primeros no existe una que sea confiable, puesto que si se revisan los resultados publicados por la Comisión Nacional de Energía, los valores estimados por las empresas generadoras y los calculados por los Ex Centros de Despacho Económico de Carga del SING y del SIC, son completamente opuestos, lo que origina que estos clientes sean descartados del segmento objetivo. En ese sentido, toda la atención, se centra en los clientes regulados, de allí la importancia que tiene el Ministerio de Energía, para el parque fotovoltaico potencial, que esta memoria buscaba estudiar.

A raíz de las licitaciones, se logra enfocar las diversas alternativas de puntos de venta de energía, que corresponden a Subestaciones Eléctricas, en un nivel de voltaje de 220kV, que se encuentran conectadas a lo largo del territorio, comprendido entre los antiguamente denominados SIC y SING, que hoy constituyen el Nuevo Sistema Eléctrico Nacional. En base a esto, se identifican los clientes potenciales, correspondientes a las empresas distribuidoras de energía, que energizan los consumos de los clientes regulados finales y que extraen la electricidad desde los puntos anteriormente señalados.

Nuevamente, para ir acotando cada vez más, el mercado que se pretende atender, se emplea un estudio de potencial de energías renovables en Chile, elaborada por Santana Ch (2014), que es fruto de un trabajo conjunto, entre el Ministerio de Energía de Chile y la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, GIZ), desde donde se extraen los territorios, que cumplen con ciertas restricciones, para la instalación de parques fotovoltaicos. Luego, se realiza una búsqueda a través del Ministerio de Bienes Nacionales, de terrenos por concesión onerosa, que estén destinados al uso para plantas de generación eléctrica, por medio de ERNC.

Con todo lo anterior, se logra acotar el horizonte de potenciales cliente a los situados en tres subestaciones: Tarapacá 220kV, Crucero 220kV y Cardones 220kV, cuyos requerimientos energéticos provienen de las distribuidoras Emelari y Eliqsa, para el primer punto de venta de energía, Emelari, Eliqsa y Elecda Sing, para el segundo punto y Emelat, para el caso de Cardones.

En base, a la información presentada por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo a los requerimientos energéticos de los clientes, se logra dimensionar las capacidades de los potenciales parques fotovoltaicos a ubicar en las tres zonas definidas en el Estudio de localización, contemplando para ello dos alternativas: paneles montados en estructuras fijas o con seguidores de radiación horizontal (HTSAT). Entonces, la tarea del dimensionamiento se realiza gracias a una aplicación llamada Explorador Solar, que es de libre acceso y que brinda el Ministerio de Energía, a través de su sitio web. Para el dimensionamiento de la planta, se considera de acuerdo a los requerimientos planteados en las bases de la licitación, la demanda máxima por cliente y por barra, en cada subestación.

Lo anterior, permite definir seis (6) opciones de plantas fotovoltaicas, las cuales corresponden a:

- Alternativa 1A: Parque Fotovoltaico, con paneles fijos, de 19MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Tarapacá 220kV.

- Alternativa 1B: Parque Fotovoltaico, con configuración de paneles HTSAT, de 14MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Tarapacá 220kV.

- Alternativa 2A: Parque Fotovoltaico, con paneles fijos, de 21MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Crucero 220kV.

- Alternativa 2B: Parque Fotovoltaico, con configuración de paneles HTSAT, de 16MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Crucero 220kV.

- Alternativa 3A: Parque Fotovoltaico, con paneles fijos, de 13MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Cardones 220kV.

- Alternativa 3B: Parque Fotovoltaico, con configuración de paneles HTSAT, de 10MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Cardones 220kV.

Estas opciones han sido sometidas a una evaluación económica, donde se considera un nivel de inversión, que es extraído desde un Estudio generado por la Comisión Nacional de Energía, donde se establecen los principales hitos, en la etapa de construcción de un parque fotovoltaico y el monto unitario de egresos por cada kilowatt de potencia instalada, que bordea los 1900 US$/kW. A su vez, el precio de venta de energía, ha sido considerado como el promedio de las ofertas presentadas entre los años 2006 y 2016, alcanzando un valor de 89,34 [US$/MWh] y una desviación estándar de 29,54 [US$/MWh]. Como un dato adicional, se puede indicar que la tasa de descuento que se considera en estos proyectos es de 10%, ya que es el valor que se solicita en las bases de licitación, aun cuando de todas formas, se calcula un valor de tasa, considerando estadísticas del IPSA y la herramienta Yahoo Finanzas.

Para llevar a cabo, el flujo de caja de las alternativas antes mencionadas, se realiza el flujo de ingresos, para el período de 20 años, que dura el contrato de suministro. En este

ítem, es donde se presenta uno de los conflictos más importantes de la memoria, que tiene que ver con la demanda energética, que los clientes presentan, durante los primeros tres a cuatro años del contrato de licitación, ya que para las subestaciones Tarapacá 220kV y Crucero 220kV, se llega a un consumo que bordea el 15%, de la capacidad de generación del parque fotovoltaico. La situación de Cardones 220kV, es algo diferente, alcanzando un consumo mínimo, que representa el 59% de la capacidad de la planta.

Entonces, para la evaluación económica del proyecto, se consideran dos escenarios, uno en el cual la sociedad financia en forma íntegra el proyecto y otra, donde se recibe un financiamiento a través de deuda, por el 80% del total de la inversión, con una tasa de interés de 7,25%, a un plazo de 20 años, siendo ésta una condición bastante favorable de financiamiento. El valor de la tasa, representa el promedio obtenido de proyectos de generadoras, que transan acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago.

Pese a todas las consideraciones, en esta etapa de evaluación, ninguna de las seis alternativas estudiadas, presenta rentabilidad, ya sea que se considere el proyecto puro o el financiado. Esto es consecuencia del nivel relativamente bajo de venta de energía, del elevado monto de inversión y de la capacidad ociosa con que cuenta la planta en sus primeros años de operación.

Ahora bien, para verificar las mejores condiciones que podría presentar el proyecto, éste es sometido a un análisis de sensibilidad, tanto univariable como multivariable, tomando como parámetros de control, el precio y el monto de inversión. Para la simulación realizada, se consideran los nuevos valores de inversión unitaria por kW instalados, publicados por la CNE, durante el presente año, de acuerdo a lo siguiente:

- Inversión Unitaria Mínima: 1.200 [US$/kW]

- Inversión Unitaria Promedio (más probable): 1.505 [US$/kW]

- Inversión Unitaria Máxima: 1.833 [US$/kW]

Además, para el precio se considera su valor promedio y su desviación estándar, estableciendo en el software Crystal Ball, que su comportamiento sigue una distribución normal.

Con los supuestos anteriores, se determina que el driver que mayor incidencia tiene sobre la rentabilidad del proyecto, es el precio de venta de energía, superando ampliamente al monto de la inversión. Lo expuesto, se convierte en un problema, al pensar que en las licitaciones, finalmente el criterio de adjudicación, es el menor precio de oferta presentado. No obstante, con el análisis realizado, es posible destacar la Alternativa de inversión 3B, que considera el parque fotovoltaico, con configuración de paneles HTSAT, de 10MW de capacidad, con punto de venta de energía en Subestación Cardones 220kV y con un financiamiento por deuda, la cual muestra la mejor de las rentabilidades obtenidas en los proyectos evaluados, siendo el único en cual se puede pensar en invertir, logrando un VAN positivo, con una probabilidad de ocurrencia del 53%. Además, es posible obtener con una probabilidad de 32,234%, un VAN de US$2.537.946, con una TIR de 25%, un payback de 4 años y una relación VAN sobre Inversión de 1,05.

Conforme a lo expuesto, se puede concluir que ingresar a la industria de la generación eléctrica, tomando en cuenta todas las condiciones que han sido expuestas en este trabajo, implica una inversión muy riesgosa, al menos en los casos que se han estudiado, donde no se justifica arriesgar, dado el nivel de retorno que se espera, salvo quizás el caso planteado en la Alternativa 3B. El riesgo fundamentalmente se da por las variaciones en la demanda de energía, los precios de venta de ésta, que cada vez están más bajos y la posibilidad de conseguir un financiamiento tan conveniente como el empleado en los cálculos realizados.

Por otro lado, si se consideran los objetivos planteados en esta memoria, se ha cumplido con el general, dado que se han logrado presentar los resultados de un estudio de factibilidad, de seis alternativas de proyectos de inversión, para la implementación de un parque fotovoltaico, como medio de generación en el Sistema Eléctrico Nacional, evaluando aspectos políticos, económicos, sociales, técnicos y legales.

Observando los objetivos específicos, se ha logrado obtener información relevante y contemporánea acerca de la normativa vigente, vinculada a la generación de energía eléctrica, para ser aplicada en proyectos de energía solar, la cual ha sido extraída desde diferentes fuentes, como son el sitio web del Ministerio de Energía, de Bienes Nacionales, del Ministerio de Justicia y de la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

Se ha podido determinar el grado de rentabilidad de cada uno de los proyectos evaluados, considerando las condiciones económicas y técnicas, desde el punto de vista de los inversionistas, siendo sometido a diferentes condiciones de evaluación, en cuanto a precio de venta del servicio y nivel de inversión en que se incurre, con la correspondiente decisión que los resultados ameritan.

En esta memoria, se han presentado en detalle la configuración y los requerimientos de equipos, tales como paneles fotovoltaicos, inversores, transformadores elevadores, destinados principalmente a la generación, estableciendo cada uno de los componentes del proyecto, tanto en Baja, Media y Alta tensión. Para lo anterior, se han empleado herramientas de acceso público y una metodología simple de dimensionamiento, siendo explicadas en detalle, durante el Capítulo de Evaluación Técnica.

El proceso llevado a cabo para evaluar la factibilidad técnica y económica de la incorporación de una nueva planta fotovoltaica, como medio de generación, ha permitido recopilar información atingente al proyecto, proveniente de una muy buena fuente, como es el gobierno, el cual maneja una base estadística, que se encuentra actualizada, la que se enriquece con los antecedentes brindados, por los últimos proyectos ingresados al SEIA y por aquellos que ya se encuentran en su fase de construcción, lo que favorece el análisis y las proyecciones de las empresas o sociedades que quieran ingresar a la industria. Entonces, se cumple uno de los objetivos específicos de esta memoria, que es contribuir con datos reales, obtenidos de fuentes confiables, a la toma de decisiones de estrategias de empresas, que estén interesadas en entrar en la industria de las energías renovables, para el Sistema Eléctrico Nacional.

11.2. Recomendaciones

- Para aquellos que les interese la industria de generación eléctrica, pueden consultar con personas del área de finanzas, de alguna de las firmas que la integran, si les puedan explicar a grandes rangos sus metodologías para acceder a buenos financiamientos y en lo posible investigar sobre algoritmos de cálculo que permitan determinar los montos mínimos de inversión.

- Una de las dificultades que se encuentra en esta memoria, es la proyección de demanda de energía por parte de clientes libres, presentada por la Comisión Nacional de Energía, situación que ocasiona que el foco del autor sean los clientes regulados. Por lo anterior, se recomienda a la autoridad fijar procedimientos, tendientes a unificar los criterios de proyección, a si como también el software a emplear en las simulaciones.

- Se recomienda al lector, que antes de considerar la rentabilidad de un proyecto, realice un análisis de sensibilidad de éste y no lo considere como una herramienta adicional, sino que como parte fundamental de la evaluación económica.

- El Ministerio de Energía, pudiese publicar entidades de financiamiento para proyectos de ERNC, a una escala de utility y no tan sólo para proyectos de particulares, de capacidades menores.

- Para efectos de conseguir financiamiento para un proyecto de parque fotovoltaico, es más probable conseguirlo cuando se tiene un contrato por suministro de energía, como el tratado en esta memoria, que cuando simplemente se construye la planta, esperando vender energía en el mercado spot, o a clientes regulados.

12. REFERENCIAS

AES GENER (2017). *Estados Financieros Consolidados Intermedios AES GENER S.A. y Subsidiarias correspondientes al período terminado el 30 de Junio de 2017.* Recuperado de:

http://www.bolsadesantiago.com/mercado/Paginas/Resumen-de-Instrumento.aspx?NEMO=AESGENER

Banco Central de Chile (s.f.). *Series de Boletín mensual: Tasa de Interés mercado secundario de los bonos licitados por el BCCH (BCP) a 10 años.* Recuperado de:

http://si3.bcentral.cl/Boletin/secure/boletin.aspx?idCanasta=1MRMW2951

Banco Mundial (s.f.). *Uso de energía (kg de equivalente de petróleo) por US$1.000 PIB (PPA constantes de 2011)*. Recuperado de:

http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.COMM.GD.PP.KD?end=2013&start=1971&view=chart

Banco Mundial (s.f.). *PIB por uso de unidad de energía, (PPA a $ constantes de 2011 por kg de equivalente de petróleo)*. Recuperado de:

http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.GDP.PUSE.KO.PP.KD?view=chart

CDEC SIC (2016). *Estudio de ERNC. Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021*. Recuperado de:

http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_sing.sp_pagina?p_id=5111

Chandía Abuín, E. (2012). *Diseño y análisis Técnico-Económico de una central solar termoeléctrica con almacenamiento térmico en el Norte de Chile*. (Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico). Universidad de Chile. Santiago, Chile

COLBUN (2017). *Estados Financieros Consolidados Intermedios correspondiente al período terminado el 30 de Junio de 2017.* Recuperado de:

http://www.bolsadesantiago.com/mercado/Paginas/Resumen-de-Instrumento.aspx?NEMO=COLBUN

Comisión Nacional de Energía (s.f.). *Capacidad Instalada de generación*. Recuperado de:

http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/

Comisión Nacional de Energía (2017). *Informe de Previsión de demanda 2016-2036 SIC-SING*. Recuperado de:

http://www.cne.cl/estudios/electricidad/

Comisión Nacional de Energía (2016). *Informe de Proyecciones de precios de combustibles 2016-2031 para fijación de precios de nudo.* Recuperado de:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Informe-de-proyecciones-de-precios-de-combustibles-2016_11-final.pdf

Comisión Nacional de Energía (2014). *Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo* plazo. Informe Final - Tomo I. Recuperado de:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe-Final-TOMO-I.pdf

Comisión Nacional de Energía (2014). *Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo* plazo. Informe Final - Tomo II. Recuperado de:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe-Final-TOMO-II.pdf

Comisión Nacional de Energía (2016). *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. Recuperado de:

http://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/

Comisión Nacional de Energía (s.f.). *Energía 2050. Política Energética de Chile 2050.* Recuperado de:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/01/LIBRO-ENERGIA-2050.pdf

Comisión Nacional de Energía (2015). *Operación Real por Sistema Eléctrico Nacional Período: 1998 al 2014*. Recuperado de:

http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/

Comisión Nacional de Energía (s.f.). *Precios de Nudo SIC-SING-Aysén y Magallanes*. Recuperado de:

http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/

Comisión Nacional de Energía (s.f.). *Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción SIC-SING*. Recuperado de:

http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/

Comisión Nacional de Energía (s.f.). *Proyectos en construcción e ingresados a SEIA a Abril 2016*. Recuperado de:

http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/despensa-abril-2016_0.pdf

Comisión Nacional de Energía (2016). *Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta, en Sistemas SIC, SING y SSMM; y Determinación de Costos de Inversión por Fuente de Generación", Anexo 3. Informe Final Preliminar.* Recuperado de:

https://www.cne.cl/estudios/electricidad/

Comisión Nacional de Energía (2017). *Anuario Estadístico de Energía 2016.* Recuperado de:

http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/CNE/AnuarioCNE2016Final_vImprimible.pdf

Comisión Nacional de Energía (2017). *Resolución Exenta N°42. Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios, Licitación Suministro 2017/01*. Recuperado de:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Res-Ex-CNE-42-Aprueba-Bases-Licitación-2017-01.pdf

Comisión Nacional de Energía (2017). *Resolución Exenta N°69. Informe de Costos de Tecnologías de Generación.* Recuperado de:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Res-Ext-N-69-ICTG-2017.pdf

Constenla, V (2012). *Diseño de un plan de negocio para una empresa proveedora de energía eléctrica solar fotovoltaica*. (Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial). Universidad de Chile. Santiago, Chile

Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.). *¿Cómo funciona el Sistema Interconectado Central?* Recuperado de:

https://sic.coordinadorelectrico.cl/novedades/como-funciona-sistema-interconectado-central/

Dirección del Trabajo (2017). *Código del Trabajo.* Recuperado de:

http://www.dt.gob.cl/legislacion/1611/articles-95516_recurso_2.pdf

E-CL, (2015). *Seminario Energía / Nuestros Grandes Desafíos: Proyecto de Interconexión SIC-SING*

Recuperado de:

http://www.nuevamineria.com/seminario/wp-content/uploads/2015/10/ENZO-QUEZADA-ECL.pdf

Electricidad al día. Newsletter de Electricidad (2016). *Net Metering no motiva más desarrollo de energía solar en los hogares*. Recuperado de:

http://www.revistaei.cl/2016/07/20/net-metering-no-motiva-mas-desarrollo-energia-solar-los-hogares/#

Electricidad al día. Newsletter de Electricidad (2016). *Pierde Fuerza el Auge de las grandes plantas fotovoltaicas*. Recuperado de:

http://www.revistaei.cl/2016/07/20/pierde-fuerza-auge-las-grandes-plantas-fotovoltaicas/

Electricidad al día. Newsletter de Electricidad (2016). *Sunedison estaría liquidando sus activos en Chile por complicada situación financiera*. Recuperado de:

http://www.revistaei.cl/2016/03/28/sunedison-estaria-liquidando-sus-activos-en-chile-por-complicada-situacion-financiera/

ENELAM (2017). *Estados Financieros Consolidados Intermedios correspondiente al período terminado el 30 de Junio de 2017.* Recuperado de:

http://www.bolsadesantiago.com/mercado/Paginas/Resumen-de-Instrumento.aspx?NEMO=ENELAM

ENELGXCH (2017). *Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de Junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 y por los períodos terminados en esas fechas.* Recuperado de:

http://www.bolsadesantiago.com/mercado/Paginas/Resumen-de-Instrumento.aspx?NEMO=ENELGXCH

ENGIE (2017). *Estados Financieros Consolidados Intermedios correspondientes al período terminado al 30 de Junio de 2017.* Recuperado de:

http://www.bolsadesantiago.com/mercado/Paginas/Resumen-de-Instrumento.aspx?NEMO=ECL

Espinoza Muñoz, A. (2016). *Desarrollo de un plan de negocio para la instalación de plantas fotovoltaicas.* (Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial). Universidad de Chile. Santiago, Chile.

Engie, (2016). *Línea de Interconexión SIC-SING de TEN.*

Recuperado de:

http://www.cigre.cl/seminarios/wp-content/uploads/2016/07/5ENGIE-ENERGIA-MAURICIO-RABY-ENGIE.pdf

Fernández Roa, A. (2011). *Método para localización óptima de centrales de energías renovables.* (Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista). Universidad de Chile. Santiago, Chile

Frankfurt School and UNEP, (2016). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2016*

Recuperado de:

http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsinrenewableenergyinvestment2016lowres_0.pdf

Gárate, P (2014). *Gestión Energética 2: Apunte de Clases, Capítulo 05: Radiación*. Universidad Técnica Federico Santa María.

HidroAysén (s.f.). *Memoria Anual HidroAysén 2015*. Recuperado de:

http://www.hidroaysen.cl/?p=1976

IEA (2016). *World Energy Outlook 2016. Chapter 1:Introduction and Scope*. Recuperado de:

https://www.iea.org/media/publications/weo/WEO2016Chapter1.pdf

IEA (2016). *Key Electricity Trends Excerpt from: Electricity Information*. Recuperado de:

https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/electricity-information---2016-edition---excerpt---key-electricity-trends.html

Ley N° 824. Diario Oficial de la Republica de Chile. Santiago de Chile, 01 de Febrero de 2017. Recuperado de:

https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=6368

Ley N° 19940. Diario Oficial de la Republica de Chile. Santiago de Chile, 13 de Marzo de 2004. Recuperado de:

https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=222380

Ley N° 20257. Diario Oficial de la Republica de Chile. Santiago de Chile, 01 de Abril de 2008. Recuperado de:

https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212

Ley N° 20571. Diario Oficial de la Republica de Chile. Santiago de Chile, 22 de Marzo de 2012. Recuperado de:

https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211&buscar=20571

Ley N° 20698. Diario Oficial de la Republica de Chile. Santiago de Chile, 22 de Octubre de 2013. Recuperado de:

https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055402&idVersion=2013-10-22&idParte=LEY

Ley N° 20936. Diario Oficial de la Republica de Chile. Santiago de Chile, 20 de Julio de 2016. Recuperado de:

https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1092695

Manríquez Osorio, María (2015). *Propuesta metodológica de generación de idea y estudio de mercado para un proyecto de inversión privado e innovador*. (Tesis para optar al grado de Ingeniero Civil Industrial). Universidad Técnica Federico Santa María. Valparaíso, Chile.

Méndez J, Cuervo R (2007), *Energía Solar Fotovoltaica.* Editorial FC, Segunda Edición. Recuperado de:

https://books.google.cl/books?id=GZh1DGUQoOUC&printsec=frontcover&dq=partes+de+un+panel+fotovoltaico&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwjH-LGvu4bTAhWEfZAKHecgCKsQ6AEILjAE#v=onepage&q&f=false

Milani Torres, Francesca (2014). *Análisis factibilidad técnico-económica y estratégica de la implementación de una central fotovoltaica conectada al SIC*. (Tesis para optar al grado de Magister en Gestión y Dirección de Empresas). Universidad de Chile. Santiago, Chile.

Ministerio de Bienes Nacionales (2015). *Bases de Licitación tipo para proyectos de ERNC. Inmuebles ubicados en las regiones de Antofagasta y Atacama.* Recuperado de:

http://www.bienesnacionales.cl/?page_id=1567

Ministerio de Bienes Nacionales (2016). *Decreto Exento N°607. Autoriza La ejecución de Licitación Pública para Adjudicar Inmuebles Fiscales que indica, en concesión de uso oneroso, para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales, en la región de Tarapacá y aprueba bases especiales y sus Anexos.* Recuperado de:

http://www.bienesnacionales.cl/?page_id=1567

Ministerio de Bienes Nacionales (s.f.). *Historia.* Recuperado de:

http://www.bienesnacionales.cl/?page_id=1567

Ministerio de Energía Gobierno de Chile (s.f.). *Energía 2050 Política Energética de Chile*. Recuperado de:

http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2016/07/Politica-Energetica-Nacional.pdf

Ministerio de Energía Gobierno de Chile (s.f.). Energía 2050 Política Energética de Chile. Principales metas 2035-2050. Recuperado de:

http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2016/08/2035-y-2050.pdf

Ministerio de Energía Gobierno de Chile (2017). *Explorador Solar.* Recuperado de:

http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/

Ministerio de Energía Gobierno de Chile (2016). *Manual del usuario Explorador de Energía Solar para Autoconsumo.* Recuperado de:

http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/

Ministerio de Energía Gobierno de Chile (2017). *Modelo de Generación Fotovoltaica.* Recuperado de:

http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/downloads/fotovoltaico.pdf

Ministerio de Justicia de Chile (2014). *Código de Comercio.* Recuperado de:

https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1974

Ministerio de Medio Ambiente de Chile (2016). *Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022.* Recuperado de:

http://portal.mma.gob.cl/plan-de-accion-nacional-de-cambio-climatico-2017-2022-pancc-ii/

Ministerio de Medio Ambiente de Chile (2014). *Aprueba reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental.* Recuperado de:

http://www.sea.gob.cl/sites/default/files/imce/archivos/2016/01/12/dto-40_12-ago-2013.pdf

Ministerio del Trabajo y Previsión Social (s.f.). *Misión y Objetivos.* Recuperado de:

http://www.mintrab.gob.cl/nuestro-ministerio/mision-y-objetivos/

Naciones Unidas (2015). *Acuerdo de París.* Recuperado de:

http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/spanish_paris_agreement.pdf

Palma, Alejandro (s.f.). *Marketing I: Análisis Interno.* Universidad Técnica Federico Santa María.

Pérez Castán, Juan (2016). *Proyecto Técnico Dimensionamiento Eléctrico de Parque Fotovoltaico de 4MW de potencia en La Sierra de Loarre (Huesca)*. (Trabajo Final de Carrera). Universitat Central de Catalunya. España.

Pereda Soto, Isidro (2005). *Celdas fotovoltaicas en generación distribuida*. (Tesis para optar al título de Ingeniero Civil Industrial Mención Electricidad). Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, Chile.

Pilkington (s.f.). *Solar Energy Brochure.* Recuperado de:

http://www.pilkington.com/en/us/products/product-categories/solar-energy/pilkington-sunplus#brochures

Porter, Michael E. (2008). *Las cinco fuerzas competitivas que le dan forma a la estrategia*. *Harvard Business Review America Latina.*

Portis y Young (1974). *Electrónica de semiconductores*. Berkeley Physics laboratory 2° Edición. Recuperado de:

https://books.google.cl/books?id=Jz7cT90mj90C&pg=PA1&dq=semiconductores&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwjT7ZectoTTAhUJl5AKHbgYBhIQ6AEIITAC#v=onepage&q=semiconductores&f=false

Project Management Institute (2013). *Fundamentos para la dirección de proyectos (Guía del PMBOK) (5ª ed.)* Pensilvania, Estados Unidos: Project Management Institute Inc.

REN21 (2016). *Renewables 2016: Global Status Report.* Recuperado de:

http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf

Robert Half (2016). *Guía Salarial 2017.* Recuperado de:

https://www.roberthalf.cl/sites/roberthalf.cl/files/pdf/noindex/roberthalf-guia-salarial-2017.pdf

Rubin-de-Celis Jaime C. (2015), *Gestión Estratégica: Apunte de clases, 38*. Universidad Técnica Federico Santa María.

Saavedra, Oscar (2005), Evaluación de Proyectos Generales: *Preparación y Evaluación de Proyectos.* Universidad Técnica Federico Santa María.

Santana, Ch (2014). Energías Renovables en Chile, El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé. Recuperado de:

http://www.energia.gob.cl/energias-renovables

Sapag, N., Sapag, R., (2008). *Preparación y Evaluación de Proyecto.* Bogotá, Colombia: Mc Graw Hill.

SEC (s.f.). *Procedimientos y requisitos de seguridad en la Puesta en Servicio de Instalaciones Fotovoltaicas en Chile.* Recuperado de:

http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ELECTRICIDAD_SEC/ERNC/GENERACION_DISTRIBUIDA/SEMINARIOS/TAB6121713/PROCEDIMIENTOS_DE_PUESTA_EN_SERVICIO.PDF

Servert, J.F, Cerrajero, E., Fuentealba, E., Cortes, M. (2014), Assessment of the Impact of Financial and Fiscal Incentives for the Development of Utility-scale Solar Energy Projects in Northern Chile. *Energy Procedia*, 49, 1885-1895

Servicio de Impuestos Internos (s.f.). *Mapa_Reforma Tributaria*.

Recuperado de:

www.sii.cl/portales/reforma_tributaria/mapa_reformatributaria.pdf

Servicio de Impuestos Internos (2003). *Resolución Exenta N°43. Fija vida útil normal a los bienes físicos del activo inmovilizado para los efectos de su depreciación, conforme*

a las normas del N° 5 del artículo 31 de la ley de la renta, contenida en el artículo 1° del D.L. N° 824, de 1974.

Recuperado de:

http://www.sii.cl/documentos/resoluciones/2002/reso43.htm

Synex-Mercados, (2015). Análisis Técnico y Económico de una Interconexión SING – SIC Marzo 2012 – ANEXO 3.

Recuperado de:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/ANEXO-3-Proyeccion-de-demanda-al-año-2030.pdf

Soto, G (2013). *Plan de negocios para la implementación de energía solar fotovoltaica para la industria en Chile.* (Tesis para optar al grado de Magister en Gestión y Dirección de Empresas). Universidad de Chile. Santiago, Chile.

TEN, (2015). *Sistema de Transmisión Mejillones-Cardones en 500kV-HVAC TEN S.A.*

Recuperado de:

http://ecodie.cl/wp-content/uploads/2015/09/aldo-arriagada-Interconexionsic-sing-04sep2015.pdf

Trina Solar, (s.f.). *Data Sheet The Duomax Dual Glass 72 Cell Module.*

Recuperado de:

http://www.trinasolar.com/es/product/duomax72?cellType=Multicrystalline#profamilylist

UNFPA, (2016). *Estado de la Población Mundial 2016*

Recuperado de:

http://www.unfpa.org/es/publications

13. ANEXOS

13.1. Hoja de datos característicos de Inversor Sunny Central 900CP XT

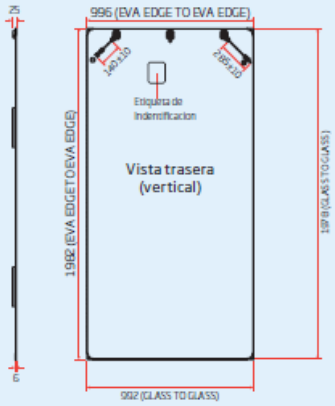
Technical data	Sunny Central 900CP XT		
Input (DC)		**General data**	
Max. DC power (@ cos φ = 1)	1010 kW	Dimensions (W / H / D)	
Max. input voltage[1]	1000 V / 1100 V optional	Weight	1934 kg / 4262 lb
Minimum input voltage / U_{MPP_min} at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	600 V / 600 V	Operating temperature range	-25 °C ... +62 °C / -13 °F ... +144 °F
MPP voltage range (@ 25 °C / @ 50 °C at 50 Hz)	722 V - 850 V / 656 V - 850 V[2]	Noise emission[5]	61 dB(A)
MPP voltage range (@ 25 °C / @ 50 °C at 60 Hz)	722 V - 850 V / 656 V - 850 V[2]	Max. self-consumption (operation) / self-consumption (night)	1700 W[4] / < 100 W
Rated input voltage	620 V	External auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3/N/PE)
Max. input current	1400 A	Cooling concept	OptiCool
Number of independent MPP inputs	1	Electronics degree of protection / connection area	IP54 / IP43
Number of DC inputs	9 / 32 (Optiprotect)	Degree of protection	4C2, 4S2
Output (AC)		Application	In unprotected outdoor environments
Rated power (@ 25 °C) / nominal AC power (@ 50 °C)	990 kVA / 900 kVA	Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 % ... 95 %
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	405 V / 364 V - 446 V	Maximum operating altitude above MSL	2000 m
AC frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz	Fresh air consumption (inverter)	3000 m³/h
Rated frequency / rated grid voltage	50 Hz / 405 V	**Features**	
Max. output current	1411 A	DC connection	
Max. THD	< 3 %	AC connection	Ring terminal lug
Power factor at rated power / adjustable shift factor		Display	HMI touchscreen
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	Communication / protocols	Ethernet (OF optional), Modbus
Efficiency[7]		Sunny String-Monitor communication	RS485 / none (Optiprotect)
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.6 % / 98.4 % / 98.5 %	SC Com	●
Protective devices		Color enclosure, door, base, roof	
Input-side disconnection device		Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / o / o / o / o
Output-side disconnection device		Certificates and approvals (more available on request)	
DC overvoltage protection			
Lightning protection	Lightning protection level III	● Standard features o Optional features – Not available	
Grid monitoring	●	Type designation	SC 900CP-10
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	o / o		
Insulation monitoring	o		
Surge arrester for auxiliary power supply	●		
Protection class / overvoltage category	I / III		

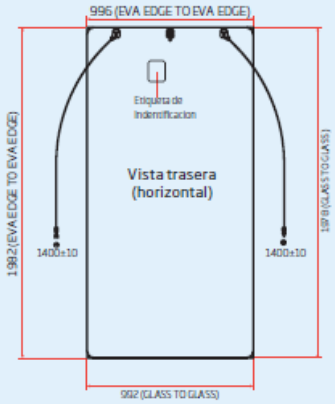
13.2. Hoja de datos característicos de Inversor Sunny Central 500/630/720 CP XT

Technical data	Sunny Central 500CP XT	Sunny Central 630CP XT	Sunny Central 720CP XT
Input (DC)			
Max. DC power (@ cos φ = 1)	560 kW	713 kW	808 kW
Max. input voltage[1]	1000 V / 1100 V optional	1000 V / 1100 V optional	1000 V / 1100 V optional
Minimum input voltage / U_{MPP_min} at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	429 V / 430 V	498 V / 500 V	485 V / 485 V
MPP voltage range (@ 25 °C / @ 50 °C at 50 Hz)	449 V – 850 V / 430 V – 850 V[2]	529 V – 850 V / 500 V – 850 V[2]	577 V – 850 V / 525 V – 850 V[2, 3]
MPP voltage range (@ 25 °C / @ 50 °C at 60 Hz)	449 V – 850 V / 436 V – 850 V[2]	529 V – 850 V / 505 V – 850 V[2]	577 V – 850 V / 525 V – 850 V[2, 3]
Rated input voltage	480 V	550 V	565 V
Max. input current	1250 A	1350 A	1400 A
Number of independent MPP inputs	1	1	1
Number of DC inputs	9 / 32 (Optiprotect)	9 / 32 (Optiprotect)	9 / 32 (Optiprotect)
Output (AC)			
Rated power (@ 25 °C) / nominal AC power (@ 50 °C)	550 kVA / 500 kVA	700 kVA / 630 kVA	792 kVA / 720 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	270 V / 243 V – 297 V	315 V / 284 V – 347 V	324 V / 292 V – 356 V[3]
AC frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz
Rated frequency / rated grid voltage	50 Hz / 270 V	50 Hz / 315 V	50 Hz / 324 V
Max. output current	1176 A	1283 A	1411 A
Max. THD	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Power factor at rated power / adjustable shift factor	1 / 0.9 leading ... 0.9 lagging		
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3	3 / 3
Efficiency[7]			
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.6 % / 98.4 % / 98.5 %	98.7 % / 98.5 % / 98.5 %	98.6 % / 98.4 % / 98.5 %
Protective devices			
Input-side disconnection device	Motor-driven switch-disconnector / circuit breaker (Optiprotect)		
Output-side disconnection device	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Type I surge arrester		
Lightning protection	Lightning protection level III	Lightning protection level III	Lightning protection level III
Grid monitoring	●	●	●
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	○ / ○	○ / ○	○ / ○
Insulation monitoring	○	○	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●	●	●
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III
General data			
Dimensions (W / H / D)	2743 / 2514 / 1092 mm (108 / 99 / 43 inch)		
Weight	1934 kg / 4262 lb	1934 kg / 4262 lb	1934 kg / 4262 lb
Operating temperature range	-25 °C ... +62 °C/-13 °F ... +144 °F	-25 °C ... +62 °C/-13 °F ... +144 °F	-25 °C ... +62 °C/-13 °F ... +144 °F
Noise emission[5]	60 dB(A)	60 dB(A)	60 dB(A)
Max. self-consumption (operation) / self-consumption (night)	1700 W[4] / < 100 W	1700 W[4] / < 100 W	1700 W[4] / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3/N/PE)	230 / 400 V (3/N/PE)	230 / 400 V (3/N/PE)
Cooling concept	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Electronics degree of protection / connection area	IP54 / IP43	IP54 / IP43	IP54 / IP43
Degree of protection	4C2, 4S2	4C2, 4S2	4C2, 4S2
Application	In unprotected outdoor environments		
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %
Maximum operating altitude above MSL	2000 m	2000 m	2000 m
Fresh air consumption (inverter)	3000 m³/h	3000 m³/h	3000 m³/h

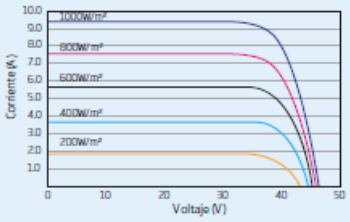
13.3. Datos Técnicos Panel Duomax, modelo TSM-320 PEG14

DIMENSIONES DEL MÓDULO FV TSM-PEG14 (Unidad: mm)

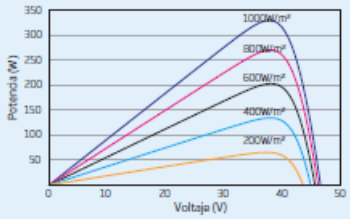




CURVAS I-V DEL MÓDULO FV (335W)



CURVAS P-V DEL MÓDULO FV (335W)



DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-320 PEG14	TSM-325 PEG14	TSM-330 PEG14	TSM-335 PEG14
Potencia nominal-Pmáx (Wp)*	320	325	330	335
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto Pmáx-Vmp (V)	37,2	37,4	37,6	37,8
Corriente en el punto Pmáx-Impp (A)	8,60	8,69	8,78	8,87
Tensión en circuito abierto-Voc (V)	45,9	46,1	46,2	46,4
Corriente de cortocircuito-Isc (A)	9,07	9,14	9,23	9,30
Eficiencia del módulo ηm (%)	16,3	16,6	16,8	17,1

STC: Irradiancia 1000W/m², temperatura de célula 25°C, masa de aire AM1.5
*Tolerancia en la medida: ±3%

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TONC	TSM-320 PEG14	TSM-325 PEG14	TSM-330 PEG14	TSM-335 PEG14
Potencia máx.-Pmax (Wp)	238	241	244	250
Tensión en el punto Pmáx-Vmpp (V)	34.4	34.7	34.8	35.2
Corriente en el punto Pmáx-Impp (A)	6.92	6.94	7.02	7.11
Tensión en circuito abierto-Voc (V)	42.6	42.6	42.7	43.2
Corriente de cortocircuito-Isc (A)	7.32	7.38	7.45	7.51

TONC: Irradiancia a 800W/m², Temperatura ambiente 20 °C, Velocidad del viento 1 m/s.

DATOS MECÁNICOS

Células solares	Multicristalinas 156,75 × 156,75 mm
Distribución de las células	72 cells (6 x 12)
Dimensiones del módulo	1978 × 992 × 6 mm 1982 × 996 × 6 mm con las bandas esquineras 1984 × 998 × 7,6 mm con esquinas protectoras (Std)*
Peso	28,0 kg
Vidrio frontal	2,5 mm, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
EVA	Blanco
Vidrio trasero	2,5 mm, Vidrio termoendurecido
Marco	Sin marco
Caja de conexiones	IP67 o IP68
Cables	Cable Fotovoltaico 4,0 mm², Vertical: 140/285 mm, Horizontal: 1400/1400 mm
Conector	Países de la UE: TS4 / UTX, Países no miembros de la UE: QC4 / TS4

* No combinar con sistemas de montaje de encaje por deslizamiento

LÍMITES DE TEMPERATURA

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	44°C (±2K)
Coeficiente de temperatura de Pmax	- 0,41%/K
Coeficiente de temperatura de Voc	- 0,32%/K
Coeficiente de temperatura de Isc	0,05%/K

LÍMITES OPERATIVOS

Temperatura de operación	-40 a +85°C
Tensión máxima del sistema	1500V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible**	15 A
Carga de nieve*	5400 Pa
Carga de viento*	2400 Pa

* Los valores máximos de carga mecánica dependen del sistema de montaje utilizado y sólo aplican con abrazaderas aprobadas por Trina Solar.
** NO conectar fusibles en la caja de conexiones con dos o más strings en conexión paralela

GARANTÍA

10 años de garantía de fabricación
30 años de garantía de potencia lineal

(Consulte la garantía de producto para más información)

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

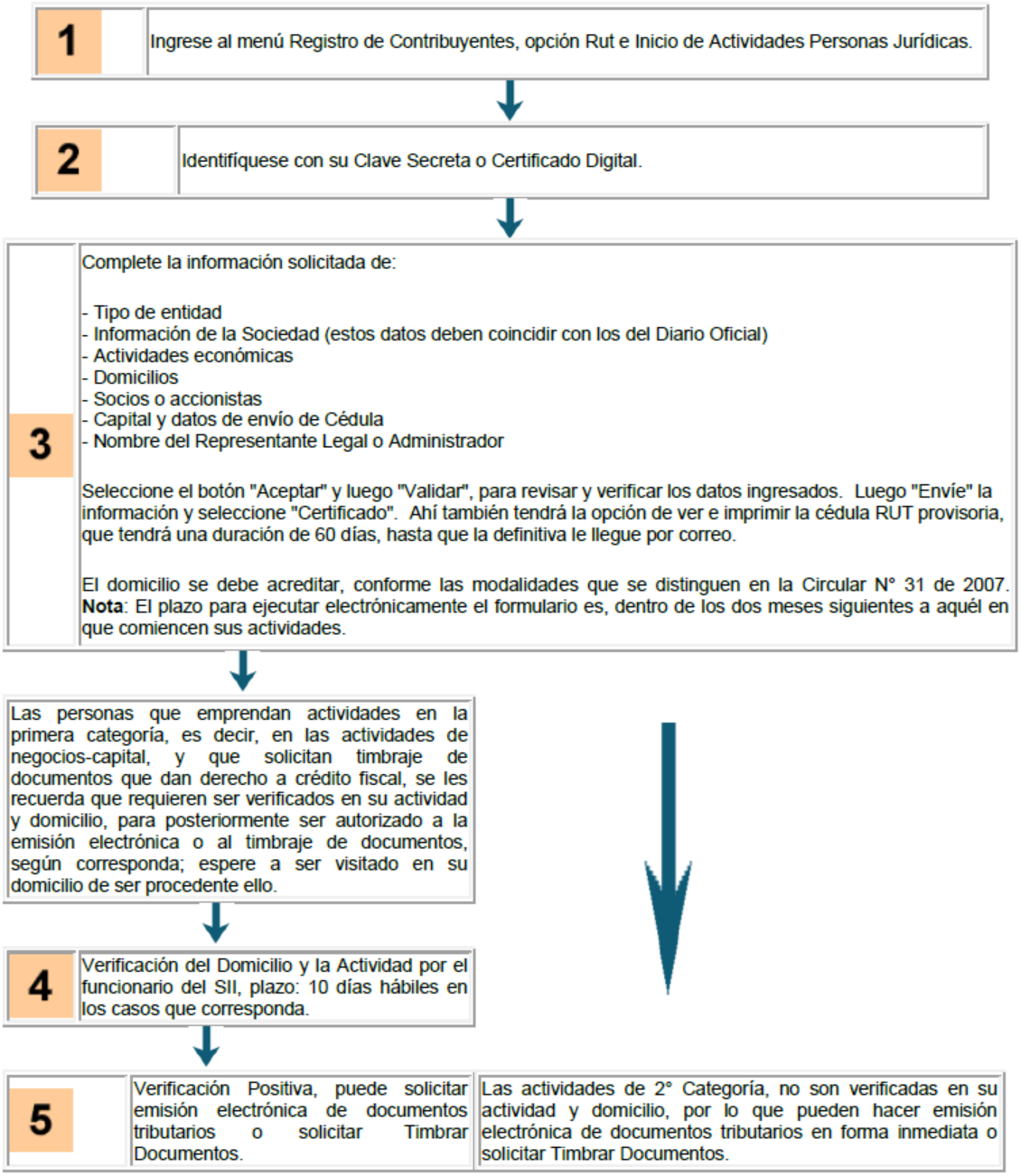
Módulos por caja:	30 uds.
Módulos por contenedor de 40':	660 uds.

MÁS OPCIONES

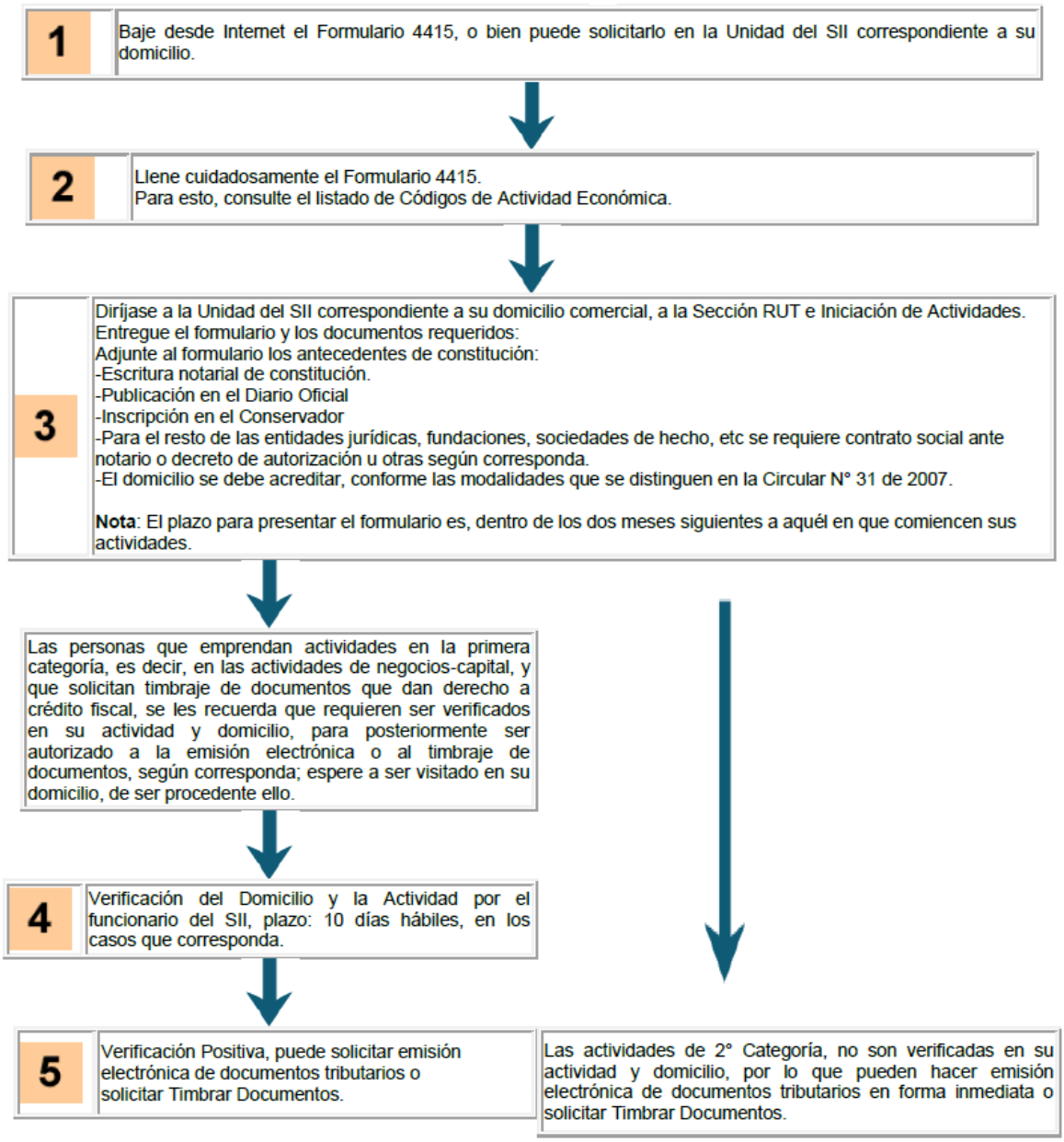
Revestimiento compacto antirreflectante
Adhesivo POE (Polyolen Elastomer)

TSM_ES_2017_A

13.4. Descripción paso a paso para obtención de RUT e Iniciación de Actividades de Personas Jurídicas por Internet (Servicio de Impuestos Internos, s.f.)



13.5. Descripción paso a paso para obtención de RUT e Iniciación de Actividades de Personas Jurídicas, en las oficinas del SII (Servicio de Impuestos Internos, s.f.)



13.6. Vida útil de los Equipos en el Sector Energético (Servicio de Impuestos Internos, 2013)

Nómina de Bienes según actividades	Nueva Vida Útil Normal	Depreciación Acelerada
Sector Energético		
1) Equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación.	10	3
2) Líneas de distribución de alta tensión y baja tensión, líneas de transmisión, cables de transmisión, cables de poder.	20	6
3) Líneas de alta tensión – Transporte.		
- Obras civiles.	20	6
- Conductores	20	6
- Apoyos de suspensión y apoyos de amarres.	10	3
4) Cables de alta tensión – Transporte.		
- Obras civiles.	20	6
- Conductores	20	6
5) Subestaciones – Transporte.		
- Obras civiles.	25	8
- Construcciones y casetas de entronque (estaciones de bombeo, reactancias compensación).	20	6
- Transformadores, celdas de transformadores, celdas de líneas, equipos auxiliares y equipos de telecomandos.	10	3
6) Líneas de alta tensión – Distribución.		
- Obras civiles.	20	6
- Conductores	20	6
- Apoyos de suspensión, apoyos de amarres y remodelación de líneas.	10	3
7) Cables de alta tensión – Distribución.		
- Obras civiles.	20	6
- Conductores	20	6
8) Líneas de media tensión – Aéreas.		
- Redes desnudas, redes aisladas, postes y otros.	20	6
- Equipos	12	4
9) Líneas de media tensión – Subterráneas.		
- Redes, cámaras, canalizaciones y otros.	20	6
- Equipos	12	4
10) Líneas de baja tensión – Aéreas.		
- Redes desnudas, redes aisladas, postes y otros.	20	6
- Equipos	12	4
11) Líneas de baja tensión – Subterráneas.		
- Redes, cámaras, canalizaciones y otros.	20	6
- Equipos.	12	4
12) Subestaciones de distribución.		
- Obras civiles y construcciones.	20	6
- Transformadores, celdas de transformadores, celdas de líneas, equipos auxiliares y equipos de telecomandos.	10	3
13) Centros de transformación MT/BT.		
- Obras civiles.	20	6
- Transformadores aéreos, subterráneos y de superficie.	10	3
- Otros equipos eléctricos aéreos, subterráneos y comunes.	12	4
14) Contadores y aparatos de medida – Central de operaciones y servicio de clientes.	10	3
15) Alumbrado público.	10	3