

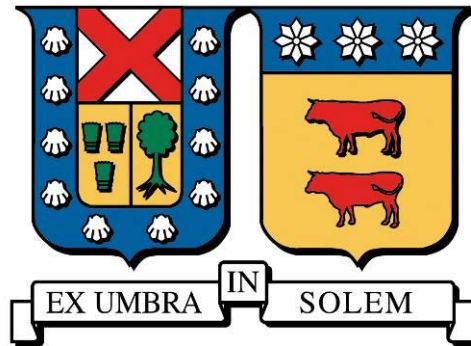
**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“OPTIMIZACIÓN EN EL USO DE ENERGÍA
EN PLANTAS DE GENERACIÓN VAPOR-
CARBÓN EXISTENTES EN EL MERCADO
NACIONAL FRENTE AL INGRESO DE
ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL
INTERMITENTE”**

Patricio Opazo Allendes

MAGISTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

2017



**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“OPTIMIZACIÓN EN EL USO DE ENERGÍA
EN PLANTAS DE GENERACIÓN VAPOR-
CARBÓN EXISTENTES EN EL MERCADO
NACIONAL FRENTE AL INGRESO DE
ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL
INTERMITENTE”**

Tesina de grado presentada por

Patricio Enrique Opazo Allendes

como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía
Dr. Ing. Alejandro Sáez Carreño

Profesor Correferente
MBA, Ing. Juan Carlos Olmedo
Agosto 2017

TITULO DE LA TESINA:

OPTIMIZACIÓN EN EL USO DE ENERGÍA EN PLANTAS DE GENERACIÓN VAPOR-CARBÓN EXISTENTES EN EL MERCADO NACIONAL FRENTE AL INGRESO DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL INTERMITENTE

AUTOR:

Patricio Enrique Opazo Allendes

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Dr.Ing. Alejandro Sáez Carreño.....

MBA, Ing. Juan Carlos Olmedo.....

Santiago, Chile. Agosto de 2017

AGRADECIMIENTOS

*Una vez más me has sorprendido
Sé que solo es por tu gracia, Gracias Señor!*

DEDICATORIA

A mi esposa PAMELA

A mis hijos, ERIC, FELIPE, GABRIELA, JOSÉ PABLO Y SOFÍA

Por su apoyo y comprensión incondicional

Patricio Opazo Allendes

RESUMEN

El ingreso de altos bloques de ERNC intermitente al sistema eléctrico nacional provoca grandes desafíos relacionados a lograr una óptima integración entre las nuevas tecnologías y el parque térmico convencional existente. El alto grado de competencia en el sector implica grandes esfuerzos por parte de los generadores existentes en el mercado. En la presente tesina se aborda el impacto al cual se ve enfrentado nuestro sistema y en especial las centrales térmicas vapor-carbón convencionales debido al cambio operacional sistémico provocado por el ingreso de energía intermitente de origen renovable. Las unidades convencionales diseñadas en su origen para operar en carga base se ven enfrentadas a la necesidad de operar ciclando, esto es, variando la carga entregada al sistema de acuerdo a los requerimientos del coordinador, permitiendo con esto el ingreso de ERNC intermitente a la red eléctrica en forma confiable y segura.

Este nuevo método de operación trae consigo un aumento de costos a nivel sistémico y a las propias centrales que lo integran. A nivel internacional se han realizado diversos estudios tendientes a cuantificar estos costos y a identificar los equipos y sistemas más afectados por la operación cíclica de manera de detectar posibles mejoras para disminuir el impacto técnico y económico. En el presente trabajo se entregan los resultados obtenidos por una consultora internacional donde se analizó el impacto de la operación cíclica de una central convencional y se identificaron costos asociados y medidas tendientes a minimizarlos.

Para obtener una generación confiable y segura, el sistema requiere de un parque térmico robusto y flexible. En esta tesina, con el objeto de aportar a la flexibilidad del parque, se recomienda realizar una modificación en los flujos de vapor desde los generadores de vapor a las respectivas turbinas. Para lo anterior se requiere que al ser solicitadas por el coordinador a lo menos dos unidades pertenecientes a un complejo térmico a mínimo

técnico la disminución de carga se realice sólo modificando el nivel de potencia de uno o dos generadores de vapor, objeto las unidades generadoras de vapor que permanezcan en servicio se mantengan operando sobre el 80% de su potencia nominal. Para llevar a cabo esto es necesario modificar piping de vapor, circuitos de condensado, agua de alimentación y lógica de control (protecciones, lógica operativa, etc.).

Las conclusiones del presente trabajo apuntan a que para disminuir el impacto de la operación cíclica es necesario llevar a cabo las recomendaciones hechas por distintos actores del sector energético a nivel nacional e internacional analizando posibles oportunidades de mejora. Además, mediante una evaluación económica se determina que es altamente recomendable realizar modificaciones en el flujo de vapor a las turbinas para mejorar la flexibilidad de la central, minimizar costos O&M y mejorar el nivel de competencia.

Palabras clave: ERNC Intermitente, Integración óptima, Operación cíclica, Flexibilidad, Flujos de vapor.

ABSTRACT

The entrance of high blocks of intermittent NCRE to the national electrical system causes great challenges related to achieving an optimal integration between the new technologies and the conventional thermal park existing in our system. The high degree of competition in the sector implies great efforts on the part of the existing generators in the market. This thesis addresses the impact that our system is facing, and especially the conventional steam-coal thermal power plants due to the systemic operational change caused by the intermittent energy input of renewable origin. The conventional units originally designed to operate at base load are faced with the need to operate cycling, varying the load delivered to the system according to the requirements of the coordinator, thereby allowing the intermittent ERNC input to the network reliably and safely.

This new method of operation brings with it an increase in costs at the systemic level and at the plants that make it up. At the international level, several studies have been carried out to quantify these costs and to identify the equipment and systems most affected by the cyclical operation in order to detect possible improvements to reduce the technical and economic impact. In the present work the results obtained by an international consulting company related to the study of the impact in a conventional steam-coal thermal power station of our system are presented in front of the cyclical operation. The study identified associated costs and measures to minimize them.

To obtain a reliable and safe generation, the system requires a robust and flexible thermal park. In this thesis, in order to contribute to the flexibility of the park, it is recommended to make a modification in the steam flows from the steam generators to the respective turbines. For the above it is required that when being requested by the coordinator at least two units belonging to a thermal complex to a technical minimum the reduction of load is performed only by modifying the power level of one or two steam

generators, object the generating units of Remain in operation at 80% of their nominal power. To carry out this it is necessary to modify steam piping, condensate circuits, feed water and control logic (protections, operational logic, etc.).

The conclusions of the present study suggest that in order to reduce the impact of the cyclical operation on conventional steam-coal plants, it is necessary to carry out the recommendations made by different energy sector players at national and international level, analyzing possible opportunities for improvement to reduce technical and commercial impacts. In addition, an economic evaluation determines that it is highly advisable to make modifications in the steam flow to the turbines to improve the flexibility of the plant, minimize O&M costs and level of competition.

Keywords: ERNC Intermittent, Optimum integration, Cyclic operation, Flexibility, Steam flows.

GLOSARIO

ERNC:	Energía renovable no convencional.
SIN:	Sistema interconectado nacional.
KPI:	Indicadores de rendimiento (Por sus siglas en inglés).
SIC:	Sistema Interconectado Central.
SING:	Sistema Interconectado del Norte Grande.
USA:	Estados Unidos de Norteamérica.
USD:	Dólar de Estados Unidos de Norteamérica.
SSCC:	Servicios complementarios.
CEN:	Coordinador eléctrico nacional.
GNL:	Gas natural licuado.
OEM:	Fabricante de equipos (Por sus siglas en inglés)
CV:	Costo variable.
CVC:	Costo variable combustible.
CVNC:	Costo variable no combustible.
CDEC SIC:	Centro de despacho económico de carga.
CCGNL:	Ciclo combinado de gas natural licuado.

INDICE

RESUMEN.....	3
ABSTRACT.....	5
GLOSARIO.....	6
INDICE.....	7
AGRADECIMIENTOS.....	4
DEDICATORIA.....	5
1 INTRODUCCION.....	13
2 OBJETIVOS.....	15
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	15
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	15
3 METODOLOGÍA.....	16
3.1 Investigación Bibliográfica.....	16
3.2 Recopilación y análisis de información operacional recopilada de la industria de energía.....	16
3.3 Determinación de costos y beneficios.....	17
3.4 Conclusiones.....	17
4 ESTADO DEL ARTE.....	17
4.1 Definiciones útiles.....	18
4.1.1 Cycling.....	18
4.1.2 Flexibilidad operacional.....	19
4.1.3 Servicios complementarios.....	19
4.1.4 Costos variables en plantas térmicas vapor-carbón.....	20
4.2 Experiencia Internacional.....	20
4.3 Experiencia nacional.....	21
4.3.1 NIVELES DE INTEGRACIÓN ÓPTIMOS TECNOLOGÍA ERNC.....	27
5 EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, SITUACIÓN ACTUAL.....	28
5.1 DEMANDA DE ENERGÍA.....	33
6 IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO DEBIDO AL INGRESO DE ERNC INTERMITENTE.....	36
6.1 FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO.....	36

6.2	Influencia del “cycling” en los costos de operación de centrales térmicas vapor-carbón.....	37
6.2.1	Estudio realizado en mercado nacional	37
6.3	Daño en sistemas producto de la operación cíclica	42
6.3.1	Estudio de costos por “Cycling” realizado en Estados Unidos	51
7	Evaluación de mejora en flujos de vapor y agua en centrales térmicas vapor-carbón.	60
7.1	CENTRALES TÉRMICAS y SU ARQUITECTURA	62
7.2	ASPECTOS TÉCNICOS DE LA MEJORA PROPUESTA	64
7.3	BENEFICIOS ECONÓMICOS PRODUCTO DE LA MEJORA PROPUESTA	69
8	CONCLUSIONES	73
9	BIBLIOGRAFIA.....	77

1 INTRODUCCION

El alto grado de competencia en el negocio de producción de electricidad en Chile y los cambios regulatorios del sector, entre otros, han impulsado el ingreso de tecnologías ERNC a precios competitivos. Debido a lo anterior el sistema eléctrico se ve enfrentado a nuevos desafíos técnicos y operacionales para mantener una operación segura y de calidad frente al ingreso de energía intermitente. Unidades entrantes al mercado con menores costos variables frente al mayor costo operacional de las tecnologías predominantes del sistema eléctrico existente obliga a estas últimas a optimizar sus recursos objeto disminuir al máximo sus costos para poder competir de mejor forma frente al cambiante mercado nacional.

Los componentes que influyen en los costos variables de las unidades convencionales integrantes del sistema eléctrico son el costo del combustible utilizado y la eficiencia de la planta generadora.

Para disminuir el costo de combustible cada empresa emplea herramientas a su alcance, economías de escala, conocimiento del mercado internacional, etc. Pero en general es poco el control que se tiene de ellos ya que dependen, en gran manera, del variable mercado internacional.

En el caso de la eficiencia, ésta está dada por el diseño del propio fabricante, por la experticia en la operación de la misma, nivel de mantenimiento de equipos y por el rango de operación de la central.

Las centrales térmicas vapor-carbón existentes en el mercado nacional están diseñadas para tener una mejor eficiencia en rangos de operación sobre el 80% de su potencia de diseño, esto debido a que, en su origen, fueron consideradas para aportar energía base al sistema, gracias a costos variables más competitivos.

La operación en rangos menores o a mínimos técnicos (40 % de la carga nominal aproximadamente) provoca una disminución en la eficiencia

operativa y deterioro en sistemas sometidos a esfuerzos térmicos y de presión.

A comienzos del próximo año, se estima la entrada en operación del nuevo sistema interconectado nacional (SIN). Esto provocará que las centrales térmicas varíen en forma periódica su rango de operación a mínimo técnico debido al ingreso de energía no renovable intermitente, especialmente cuando las generadoras solares comiencen a operar a primera hora del día, para luego volver a aumentar generación una vez llegado el atardecer.

Este método de operación no sólo provoca operaciones ineficientes sino que también una disminución en la vida útil de los equipos y de la planta en general.

Debido a lo anteriormente expuesto es que se pretende analizar el impacto en el sistema eléctrico nacional del ingreso de ERNC intermitente, aumento de costos operacionales, complementariedad, mejoras recomendadas tendientes a minimizar el impacto producto de la operación cíclica en centrales convencionales vapor-carbón, y en específico evaluar la mejora en la eficiencia y la disminución de costos operacionales que produciría modificar la estructura de flujos de vapor en centrales térmicas vapor-carbón, que cuenten con, a lo menos, dos unidades generadoras.

Para lo anterior se requiere que al ser solicitadas por el coordinador una o más unidades pertenecientes a un complejo térmico a mínimo técnico la disminución de carga se realice sólo modificando el nivel de potencia de él o los generadores de vapor necesarios para alcanzar el nivel de carga estipulado, objeto la o las restantes unidades generadoras de vapor se mantengan operando sobre el 80% de su potencia nominal, esto es, en un rango de mayor de eficiencia. Para llevar a cabo esta modificación es necesario modificar “piping” de vapor principal, recalentado frío y caliente, piping de agua de alimentación y lógica de control (protecciones, lógica operativa, etc.) para lograr suministrar el vapor necesario para una

operación segura y óptima a ambas turbinas utilizando un solo generador de vapor.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar mejoras tendientes a aumentar la competitividad de una central Térmica convencional Vapor-Carbón producto del “Cycling” operacional del sistema debido al ingreso de ERNC intermitente.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Evaluar inversión producto de la modificación en distribución de flujo de vapor a turbinas de poder, lógica de control y otros versus ahorros producto de la operación del generador de vapor en rango de mayor eficiencia y menores consumos propios.

Evaluar mejoras en términos de flexibilidad operacional de la central.

3 METODOLOGÍA

La metodología utilizada para desarrollar el presente trabajo contempla los siguientes puntos, todos tendientes a lograr los objetivos planteados en el capítulo anterior.

3.1 INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA

Recopilación de información bibliográfica relacionada con temas concernientes como Flexibilidad operacional de plantas térmicas, “Cycling”, Influencia del ingreso de ERNC a los sistemas existentes (Experiencia nacional e internacional), costos complementarios, etc. La búsqueda se realizará en páginas de internet y de organismos relacionados con el área energética.

Se utilizará, además, información obtenida en cátedras del magister en economía energética de la UTFSM.

3.2 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN OPERACIONAL RECOPIADA DE LA INDUSTRIA DE ENERGÍA

Extracción de datos operacionales (Índices de desempeño operacional, KPIs) de páginas de empresas generadoras, entrevista a ejecutivos del área “Performance” y Gerencia Técnica, etc., como también del mercado energético internacional objeto realizar comparaciones y análisis de resultados.

Análisis de mejoras recomendadas por la industria para mejorar flexibilidad operacional en plantas térmicas.

El objetivo es analizar la factibilidad de implementar mejoras propuestas por fabricantes del sector en el mercado nacional, su implicancia y beneficios.

3.3 DETERMINACIÓN DE COSTOS Y BENEFICIOS.

Evaluar factibilidad técnica de la propuesta recomendada e inversión necesaria versus beneficios obtenidos al implementarla.

3.4 CONCLUSIONES.

Mediante el análisis de la información recopilada extraer conclusiones aplicables a la mejora operativa y competitiva de las centrales térmicas convencionales vapor-carbón frente al ingreso de ERNC intermitente al mercado nacional. Con el aumento de flexibilidad no sólo se pretende aumentar la competitividad de la matriz térmica convencional sino que además aportar lo necesario (Energía base) para permitir el ingreso de nuevas tecnologías, más limpias y a mejor precio.

4 ESTADO DEL ARTE

Los cambios en el mercado eléctrico nacional responden a una tendencia mundial, derivada de la necesidad de diversificar la matriz energética en busca de precios de energía más competitivos y con un menor aporte de CO₂ a la atmósfera abandonando paulatinamente la dependencia de combustibles fósiles.

El contexto actual y futuro se caracteriza por una entrada masiva de energía renovable y de carácter estocástico (no gestionable) que tendrá un efecto directo significativo sobre el funcionamiento del sistema eléctrico, especialmente en los siguientes aspectos: necesidad de mayor potencia instalada total en el sistema para cubrir los momentos con bajas

disponibilidades de los recursos renovables, un mayor uso de los mecanismos de ajuste del sistema e inevitables vertimientos de energía renovable para garantizar la seguridad del sistema.

La fuerte penetración prevista de energías renovables no gestionable (eólica y solar) hace prever que el funcionamiento de las centrales de régimen ordinario, especialmente ciclos combinados y centrales vapor-carbón convencionales, será mucho más variable debido al comportamiento de las fuentes renovables, ya que el despacho de las centrales convencionales estará sujeta en gran medida por la disponibilidad en cada momento del día de los recursos renovables. La integración masiva de energías renovables supondrá la necesidad de un mayor número de arranques y paradas de las unidades térmicas convencionales a la par con un menor número de horas de funcionamiento con el consiguiente aumento en los costos de operación y mantenimiento, empeorando su rendimiento, incrementándose, por lo tanto, sus costos variables.

Con el propósito de cuantificar el impacto del ingreso de este tipo de energía a los distintos sistemas es que se han llevado a cabo diversos estudios, sobre todo en países en donde este fenómeno se ha establecido con mucha anterioridad al actual escenario nacional.

4.1 DEFINICIONES ÚTILES

Para poder entender de mejor forma el desarrollo de la presente tesina, es necesario aclarar algunos términos recurrentes.

4.1.1 Cycling

Modelo de operación cíclico en el que se opera a diferentes niveles de carga, debido al aumento de detenciones y puestas en servicio, variaciones de carga a mínimo técnico, aumento en la tasa de variación

de carga, etc. Esto con el objeto de adecuarse a las variaciones de demanda y suministro de energía producto de los aportes de ERNC intermitentes.

4.1.2 Flexibilidad operacional

Es la cualidad de un generador o sistema para adaptarse a las variaciones de demanda de energía según los requerimientos del mismo. Dentro de los parámetros que contribuyen a la flexibilidad de un sistema se consideran la infraestructura de la red, tiempos de partidas, tasa de variación de carga, mínimos técnicos, capacidad de almacenamiento de energía, entre otros.

4.1.3 Servicios complementarios

Los servicios complementarios (SSCC) son recursos técnicos presentes en instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes libres necesarios para la coordinación de la operación del sistema en conjunto en los términos dispuestos en el artículo 137 de la ley, de acuerdo a la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTyCS).

Permiten, por lo tanto, realizar control de frecuencia, control de tensión, planes de recuperación del servicio y desprendimiento de carga.

Los requisitos particulares asociados a la inyección de ERNC intermitente son:

- Control de Tensión-Potencia reactiva.
- Control de Frecuencia-Potencia activa.
- Necesidad de mayores reservas de Potencia/Energía.
- Aspectos Geográficos.
- Calidad de los pronósticos.

La variabilidad de la energía aportada por las ERNC intermitentes aumenta la exigencia en cuanto al uso de servicios complementarios, añadiendo un mayor costo operativo al sistema, por lo que se establece un “Trade-off” entre el recurso ERNC de bajo costo de operación frente a los eventuales mayores costos producto de reservas operativas y medidas para preservar la seguridad del sistema.

4.1.4 Costos variables en plantas térmicas vapor-carbón

Los costos variables (CV) son distintos para cada tipo de central, dependiendo, entre otros, del consumo específico de combustible, condición de operación, etc. y varían directamente con el nivel de producción.

En la industria eléctrica los costos variables (CV) son generalmente valorizados y expresados de manera unitaria en US\$/MWh. Su composición es mediante los costos variables combustibles (CVC) y costos variables no combustibles (CVNC), siendo los primeros, en el caso de las centrales térmicas, los que mayormente influyen en él.

4.2 EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Muy pocas plantas convencionales vapor-carbón en el mundo han sido diseñadas para operar siguiendo las variaciones de la demanda de energía de la red. Hoy en día, con el ingreso de ERNC intermitente (Energía no gestionable o no despachable) los mercados internacionales se han visto en la necesidad de operar centrales que en su origen aportaban sólo energía base de manera cíclica, permitiendo con esto crear las condiciones necesarias para entregar un servicio de calidad y

seguridad óptimo. El desafío para los propietarios de plantas térmicas convencionales requeridas para operar de esta manera es entender completamente los efectos sobre la expectativa de vida de las plantas y componentes y los costos reales de estos nuevos perfiles de operación.

Si los costos reales son desconocidos, lograr beneficios se convierte en una cuestión de suerte en lugar de una buena gestión. En un mercado competitivo, el desconocimiento de los verdaderos costos de generación podría poner su planta o su empresa en un grave peligro económico.

Para determinar los costos relacionados a la operación cíclica de las unidades se han realizado diversos estudios, objeto cuantificarlos e incorporarlos en los precios ofertados de energía para lograr un equilibrio económico de acuerdo a la nueva realidad.

De todas formas, la experiencia internacional ha demostrado que las plantas térmicas vapor-carbón pueden llegar a ser un recurso flexible, operacionalmente hablando. Esta flexibilidad requiere cambios limitados en equipos y mayores en procedimientos operacionales.

4.3 EXPERIENCIA NACIONAL

La mayor responsabilidad del coordinador eléctrico nacional (CEN) es asegurar el correcto balance entre la demanda y la producción de energía. El objetivo primordial es mantener una frecuencia estable y segura en la red eléctrica.

Los problemas a los cuales se ve enfrentado son el continuo crecimiento de la inyección de energía intermitente, principalmente eólica y solar fotovoltaica y la incapacidad, aún, de almacenar grandes bloques de energía. Por lo anterior, es necesario aumentar las características necesarias para mejorar la flexibilidad operacional de las centrales

térmicas CCGNL y convencionales, objeto puedan ser consideradas como respaldo absorbiendo la variabilidad del suministro y demanda de energía (“Cycling”).

El mercado chileno a través de la ley 20.698 de 2013 se ha propuesto generar a través de ERNC un total de un 20% al año 2025. La mayor parte de esta generación ERNC sería aportada por energía eólica y solar fotovoltaica. Estudios han determinado que el aumento de ERNC provocará una variación en el factor de capacidad de algunas centrales térmicas convencionales, aumento de costos totales y en la necesidad de almacenamiento de energía y una disminución en emisiones de CO₂. Se ha determinado, además, que los elementos en que se debiera enfocar la política pública frente al ingreso de energía intermitente son diversificar el parque eléctrico nacional e incorporar al sistema de precios los costos asociados al ingreso de energía intermitente a la red (Servicios Complementarios).

Cuando un mercado eléctrico posee en su matriz aportes de energía intermitente esta debe ser controlada variando la energía aportada por plantas generadoras de menor costo variable y de gran flexibilidad, como los son las plantas hidráulicas de embalse o pasada. Cuando este tipo de energía no es suficiente se debe recurrir a plantas térmicas convencionales. Las variaciones de carga de las plantas térmicas siguiendo los requerimientos de demanda (“Cycling”) provocan un aumento en los costos de mantenimiento y consumo de combustible.

Los impactos provocados por el ingreso de energía intermitente varían en tipo y calidad dependiendo de las características de cada sistema eléctrico. De todas las características destacan tres: la diversificación del parque eléctrico, la capacidad de almacenamiento de energía y las características del sistema de transmisión. La capacidad de almacenamiento está dada por la cantidad de embalses presentes en el

sistema y puede ser aportada, además, por centrales hidráulicas de bombeo.

Dentro de las iniciativas contempladas en el plan estratégico correspondiente al año 2016, el Directorio del CDEC SIC incorporó el desarrollo de un estudio para analizar los efectos de la incorporación de volúmenes importantes de energía provenientes de centrales eólicas y solares en el futuro Sistema Interconectado Nacional.

El estudio contempló el desarrollo de una serie de actividades destinadas, primeramente, a contar con datos de entrada para la ejecución de simulaciones detalladas de la operación del sistema para años futuros, para luego ejecutar dichas simulaciones y efectuar análisis de estabilidad para aquellas condiciones identificadas como más críticas, dimensionando los impactos en la operación técnica y económica del sistema, levantando posibles requerimientos de reservas operativas adicionales, eventuales modificaciones normativas o adecuación de procesos actuales de despacho, de modo de propender a una integración efectiva y eficiente de los recursos renovables variables que se espera puedan entrar en operación en el Sistema Interconectado Nacional.

Los datos históricos de la generación eólica y solar permiten realizar la caracterización de dichas fuentes de generación en el tiempo. De manera similar se usan los datos históricos de la demanda para realizar su caracterización. La caracterización de la variabilidad e incertidumbre de la generación renovable y la demanda permiten definir los perfiles esperados de generación renovable y demanda, así como también los niveles de reserva necesarios para cumplir con los criterios de seguridad del SIN.

En la sistema interconectado del norte grande (SING) y norte del sistema interconectado central (SIC) ya se están apreciando los efectos del ingreso de ERNC intermitente aportada principalmente por energía solar fotovoltaica y eólica respectivamente.

Una de las preocupaciones más relevantes en torno a la operación del sistema con altos niveles de generación variable tiene relación con la operación cíclica de las unidades térmicas. En las siguientes tablas se aprecia la proyección hacia el año 2029 realizada por la Mesa ERNC, en cuanto al número de ciclos anuales promedio obtenidos como resultado del despacho horario en consideración de las restricciones técnicas del actual parque térmico y parámetros internacionales, respectivamente. Adicionalmente, se incluyen los niveles de generación proyectados para cada tipo de tecnología en función de los niveles de integración de ERNC y flexibilidad del parque térmico.

Se observa que las unidades de vapor-carbón continúan con el número de ciclos promedios experimentados actualmente en la operación de los sistemas eléctricos nacionales. Adicionalmente, con una incorporación masiva de fuentes variables como eólica y solar fotovoltaica, el número de ciclos promedio de turbinas asociadas a ciclos combinados operando con GNL podría triplicarse. Esta condición no distaría de los ciclos operativos que unidades de estas características han experimentado en la operación normal de los sistemas nacionales, y están muy por debajo de operaciones típicas en sistemas eléctricos internacionales. Los resultados muestran que en el peor de los casos no se superarían 3 partidas semanales para unidades de ciclo combinado.

Es importante destacar, que si el parque térmico tuviese los niveles de flexibilidad acorde a los estándares internacionales, el número de ciclos anuales de las tecnologías de carbón y ciclos combinados aumentaría considerablemente, a raíz de que resulta más óptimo desde el punto de vista del costo de la operación cíclica, operar con estas tecnologías que con las unidades “diésel”.

Tabla 4.1. Número de ciclos anuales promedio para unidades térmicas, con parámetros nacionales.

CICLOS ANUALES CON RESTRICCIONES Y PARAMETROS NACIONALES_CICLOS-AÑO				
Partida - Detención [#]	EF000	EF050	EF100	EF150
	CRV1	CRV1	CRV1	CRV1
	VEsp	VEsp	VEsp	VEsp
nc_Carbon	2	5	6	4
nc_GNL-TG	24	23	56	125
nc_GNL-CCTG	59	116	160	196
nc_GNL-CCTV	67	131	194	211
nc_GNL-CC	34	43	49	61
nc_Diesel-TG	132	174	214	256
nc_Diesel-CCTG	57	79	101	112
nc_Diesel-CCTV	29	36	46	55
nc_Diesel-CC	1	1	2	3
nc_Diesel_FO	1	1	2	3
nc_Hidro_Emb	600	608	626	579

Fuente: Informe Final Mesa ERNC

Tabla 4.2. Número de ciclos anuales promedio para unidades térmicas, con parámetros internacionales.

CICLOS ANUALES CON RESTRICCIONES Y PARAMETROS INTERNACIONALES_CICLOS-AÑO				
Partida - Detención [#]	EF000	EF050	EF100	EF150
	CRV1	CRV1	CRV1	CRV1
	VEsp	VEsp	VEsp	VEsp
nc_Carbon	4	6	101	141
nc_GNL-TG	35	44	97	148
nc_GNL-CCTG	94	157	233	259
nc_GNL-CCTV	106	170	217	245
nc_GNL-CC	77	84	116	135
nc_Diesel-TG	32	40	60	112
nc_Diesel-CCTG	107	67	59	108
nc_Diesel-CCTV	115	65	57	110
nc_Diesel-CC	3	2	4	18
nc_Diesel_FO	3	2	4	18
nc_Hidro_Emb	529	508	553	525

Fuente: Informe Final Mesa ERNC

Tabla 4.3. Generación proyectada por tipo de tecnología – Caso parque térmico con parámetros nacionales.

GENERACIÓN CON RESTRICCIONES PARAMETROS NACIONALES				
Id_sExp	EF000	EF050	EF100	EF150
Id_ScenUC	CRV0	CRV0	CRV0	CRV0
Id_sHidro	VEsp	VEsp	VEsp	VEsp
Gen_Tot	137 624	137 625	137 625	137 625
[GWh]				
Biom_Otro	3 457	3 851	3 670	3 405
Carbón	38 650	34 471	31 973	30 269
GNL	13 451	12 235	11 013	9 977
Diesel_FO	5 371	4 849	4 774	4 792
Hidro_Pas	37 100	25 299	16 348	8 179
Hidro_SE	28 317	28 956	30 027	29 243
Eólica	3 558	13 953	21 339	29 598
Solar	7 582	13 684	18 106	21 731

Fuente: Informe Final Mesa ERNC

Tabla 4.4. Generación proyectada por tipo de tecnología – Caso parque térmico con parámetros internacionales.

GENERACION CON RESTRICCIONES PARAMETROS INTENACIONALES				
Id_sExp	EF000	EF050	EF100	EF150
Id_ScenUC	CRV0	CRV0	CRV0	CRV0
Id_sHidro	VEsp	VEsp	VEsp	VEsp
Gen_Tot	137 625	137 625	137 625	137 625
[GWh]				
Biom_Otro	3 597	4 012	3 863	3 670
Carbón	39 329	36 479	31 289	28 742
GNL	14 200	12 244	10 906	9 514
Diesel_FO	4 005	2 829	2 172	1 766
Hidro_Pas	37 078	25 284	16 358	8 203
Hidro_SE	28 271	28 961	30 129	29 529
Eólica	3 560	13 990	21 787	30 473
Solar	7 584	13 825	21 120	25 725

Fuente: Informe Final Mesa ERNC

De esta forma, resulta fundamental evaluar la factibilidad de incrementar la flexibilidad y confiabilidad del parque térmico, con la finalidad de no incrementar los costos globales de operación del sistema eléctrico,

maximizando el beneficio global de la incorporación de este bloque masivo de generación ERNC de bajo costo.

4.3.1 NIVELES DE INTEGRACIÓN ÓPTIMOS TECNOLOGÍA ERNC

En relación a los niveles óptimos de integración de la tecnología ERNC de tipo intermitente, los resultados obtenidos por la Mesa ERNC indican que dicho nivel estaría alrededor de un 20% de la generación total, considerando la flexibilidad operacional del actual del sistema eléctrico nacional. En el caso de considerar niveles de flexibilidad del parque térmico acorde a los estándares internacionales, dicho nivel estaría entorno al 33% de la generación total del sistema.

En la Figura 4.1 se puede apreciar el impacto de la flexibilidad del sistema en los costos nominales globales, incluyendo costos de inversión, operación, falla y administración. Se observa que en la medida en que el sistema cuenta con un mayor grado de flexibilidad es posible lograr niveles eficientes de generación ERNC intermitente. Debido a esto es que resulta fundamental tomar las medidas pertinentes para contar con un parque térmico robusto, confiable y flexible.

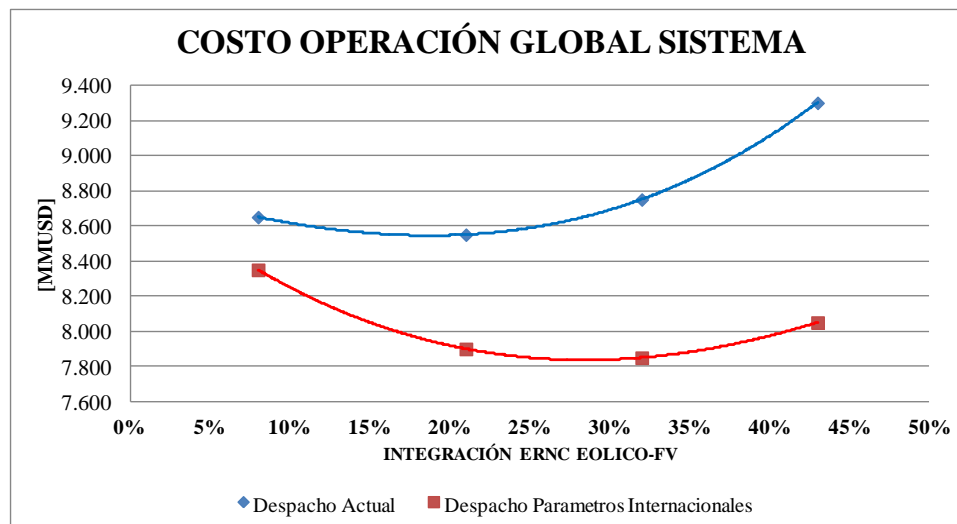


Figura 4.1 Resultados de costo nominal global (Inversión, operación, falla y administración) utilizando parámetros nacionales e internacionales. Fuente: Elaboración propia con datos Mesa ERNC.

5 EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, SITUACIÓN ACTUAL

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por tres sectores cuyas actividades hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del mercado: generación, transporte y distribución de electricidad.

- Generación

Sector que tiene como función producir energía eléctrica a través de distintas tecnologías (hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, y otras).

- Transmisión

Su función es transmitir, en niveles altos de voltaje, la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico.

- Distribución

Sector encargado de llevar, en niveles de voltaje más reducidos que los de Transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende.

Estas actividades son desarrolladas por completo por empresas privadas, las que realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada uno de estos sectores. Así, los sectores Transmisión y Distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados, por la característica de monopolio que poseen ambos,

mientras que Generación lo hace bajo reglas de libre competencia, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria.

El sistema eléctrico actual está dividido en cuatro sistemas: El sistema interconectado del norte grande (SING), el sistema interconectado central (SIC), el sistema mediano de Aysén y el sistema mediano de Magallanes.

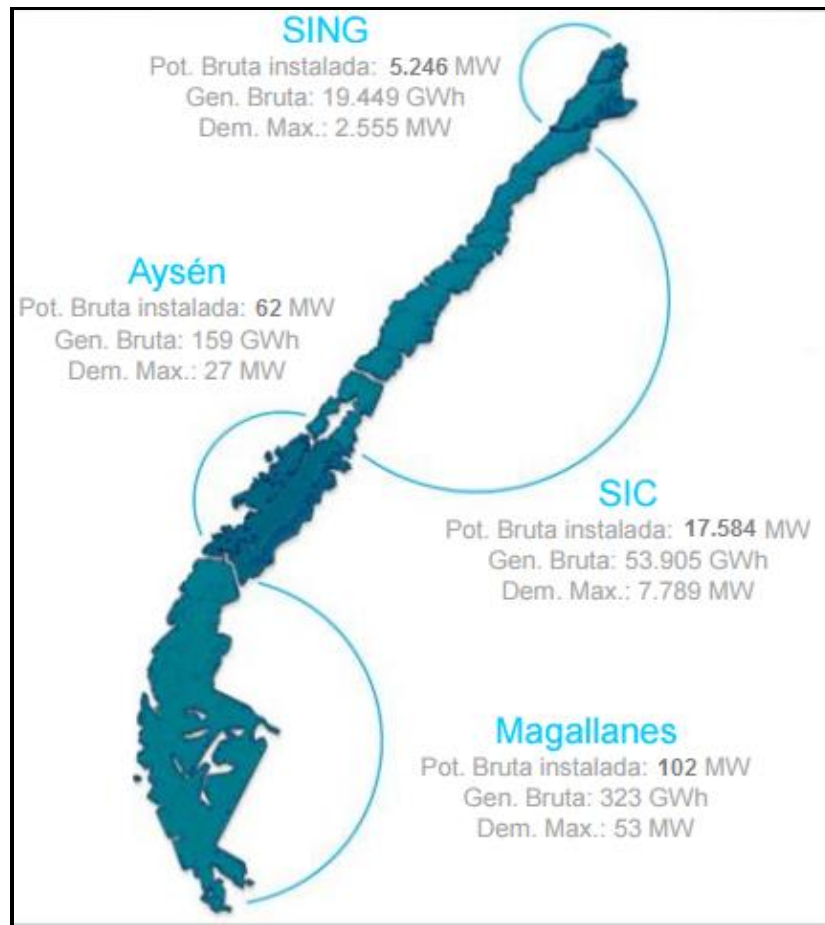


Figura 5.1 Distribución sistemas eléctricos en Chile. Fuente CNE, datos diciembre 2016.

El sistema interconectado del norte grande (SING) abarca desde la región de Arica-Parinacota hasta la región de Antofagasta y es el segundo sistema más grande del país. Es un sistema básicamente térmico y abastece en un 90% a clientes no regulados (libres), principalmente de la gran minería y un 10% a clientes regulados.

El sistema interconectado central (SIC) cubre la región de Atacama hasta la región de los Lagos, siendo el sistema eléctrico más grande del país. Abastece cerca de un 92% de la población y es un sistema principalmente hidro-térmico.

El consumo es principalmente de régimen regulado, 60% para clientes regulados y 40% clientes libres. Dentro de estos últimos 10% es abastecido por distribuidoras y el 30% restante por generadoras.

El sistema eléctrico de Aysén incluye tres sistemas aislados: Aysén, General Carrera y Palena.

El sistema eléctrico de Magallanes incluye cuatro sistemas aislados: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

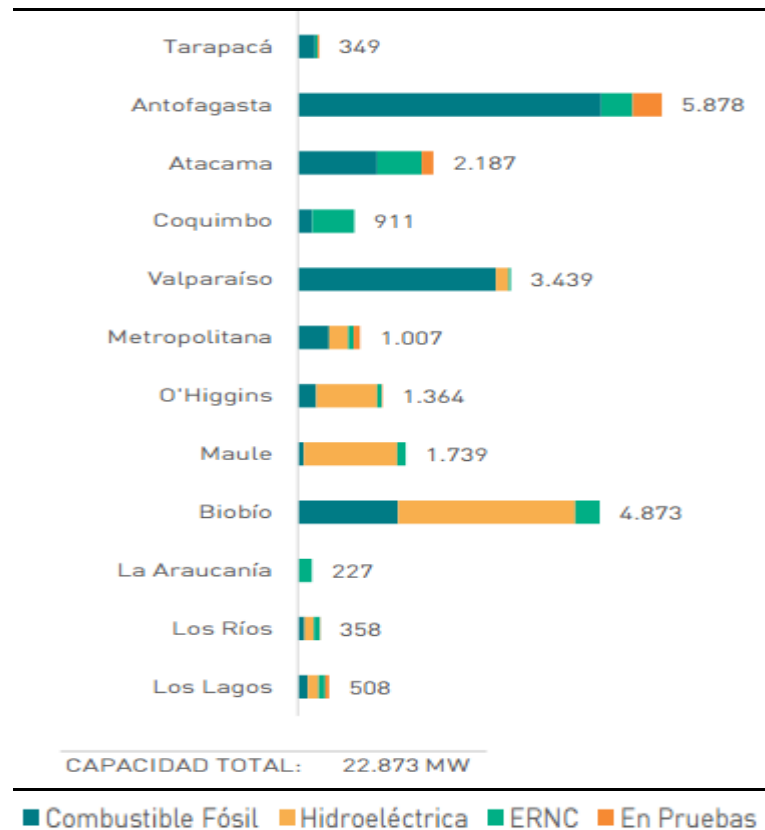


Figura 5.2 Capacidad instalada SIC-SING a Febrero 2017, Considera proyectos en condición de puesta en servicio Fuente: Coordinador Nacional.

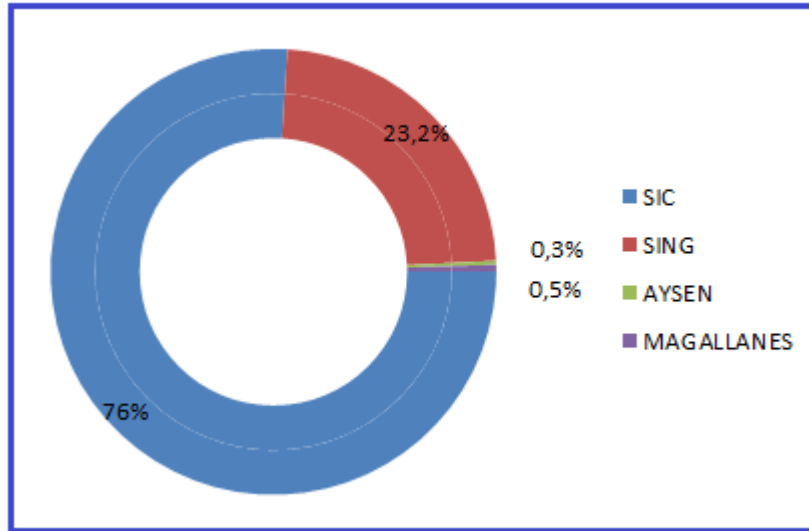


Figura 5.3 Distribución por sistema, Capacidad total instalada 2016.

Fuente: Coordinador Nacional.

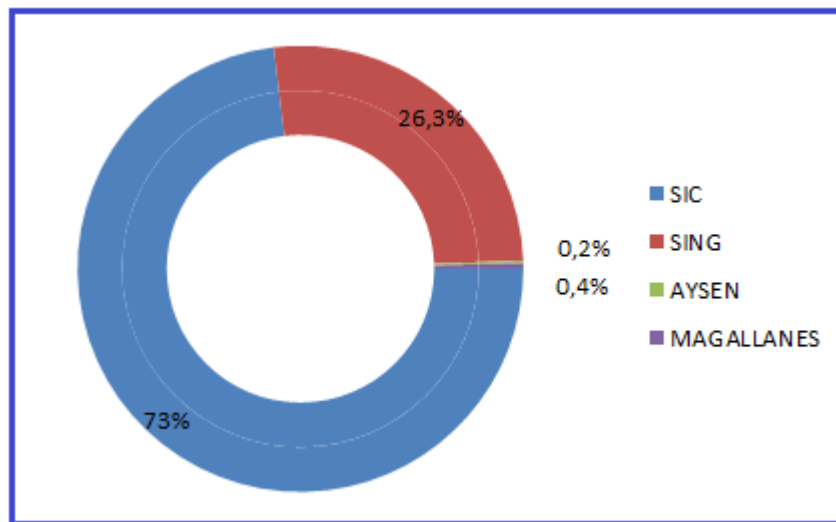


Figura 5.4 Distribución por sistema, Energía total generada 2016.

Fuente: Coordinador Nacional.

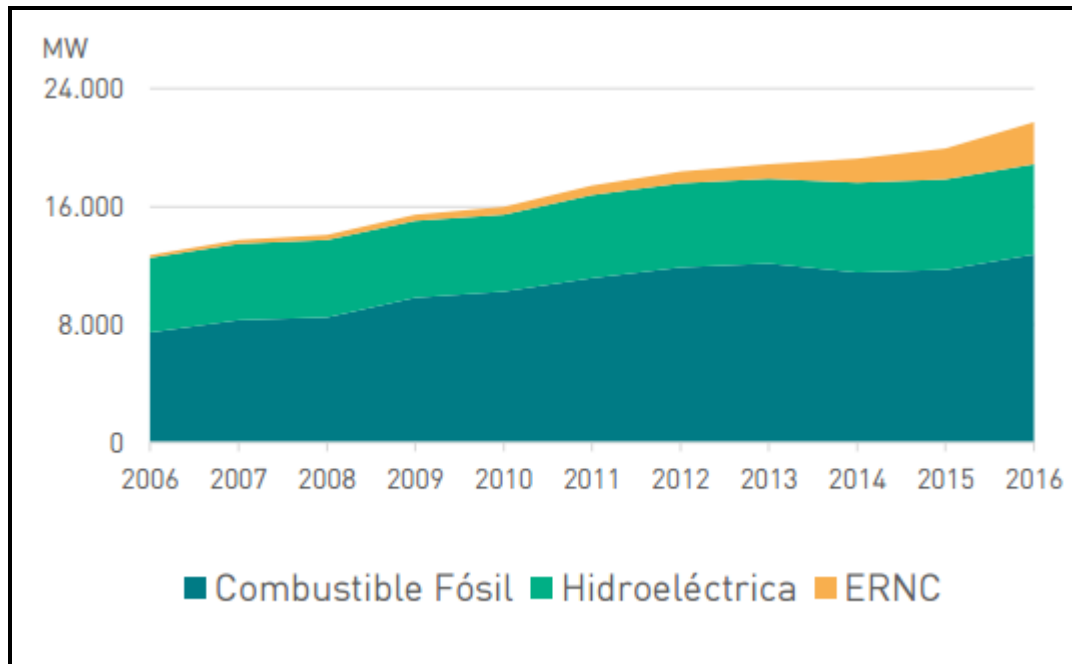


Figura 5.5 Evolución de la capacidad instalada en el sistema.

Fuente: Coordinador Nacional.

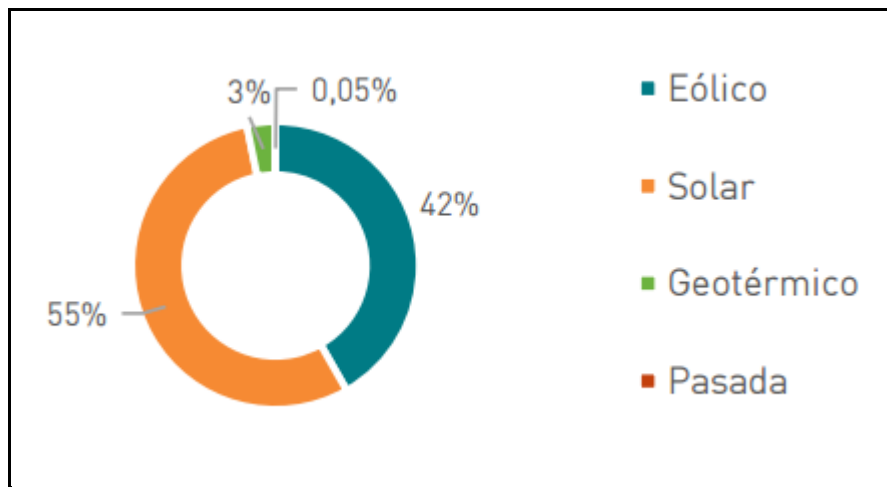


Figura 5.6 Proyectos en periodo de puesta en servicio, 866 MW en capacidad instalada en el sistema.

Fuente: Coordinador Nacional.

5.1 DEMANDA DE ENERGÍA

En cuanto a la demanda de energía podemos señalar que en el SIC, a diciembre de 2016, esta alcanzó un valor de 53.905 GWh.

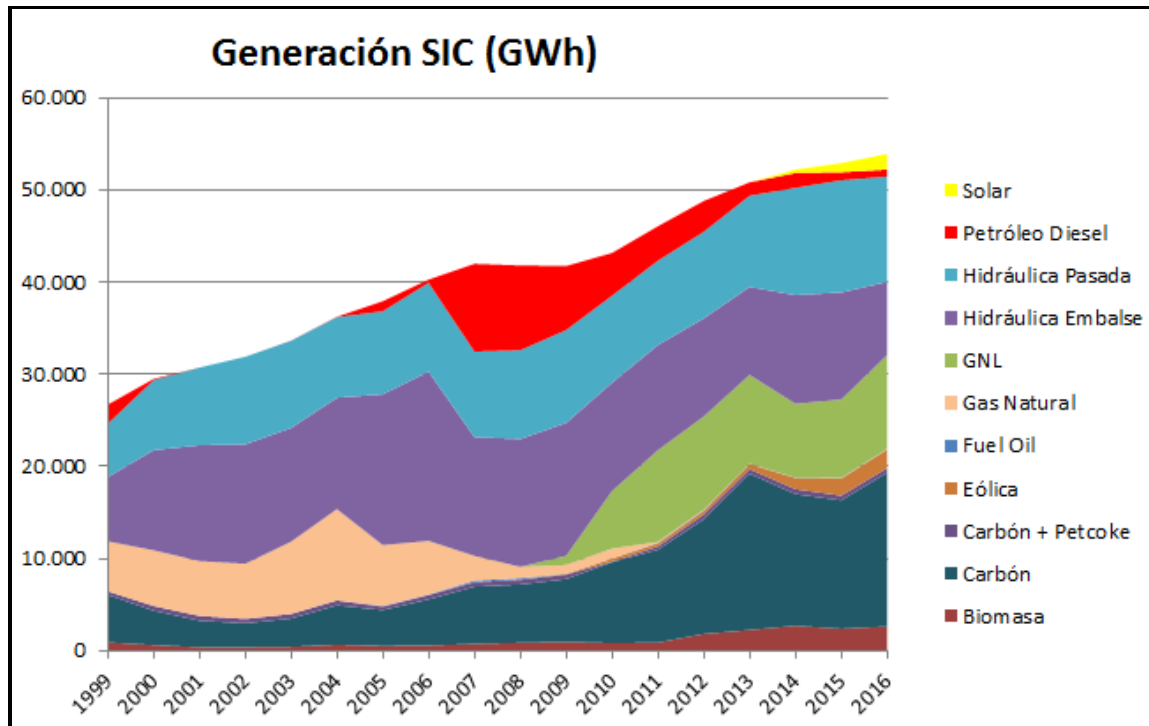


Figura 5.7 Energía generada en el SIC por tecnología, periodo 2016.

Fuente: Coordinador Nacional.

En la figura 5.7 se aprecia la presencia cada vez más notoria del ingreso de ERNC a la matriz energética.

De la energía generada un 12% fue del tipo ERNC, siendo predominante la generada a través de biomasa, esto sin considerar la generada en forma hidráulica.

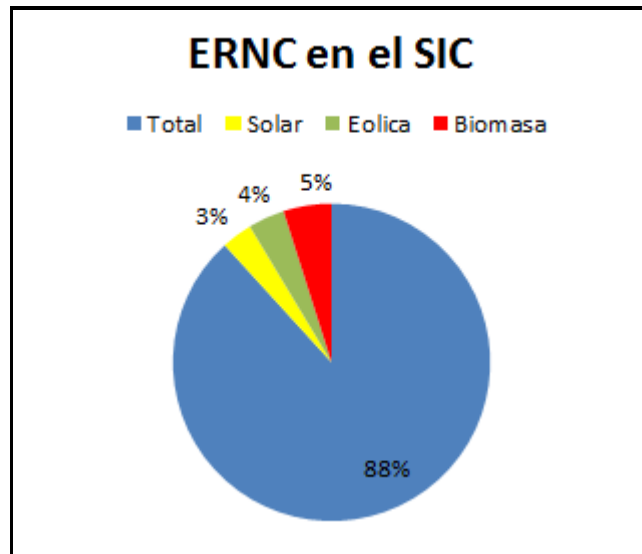


Figura 5.8 Detalle generación ERNC sin considerar generación hidráulica, periodo 2016. Fuente: Coordinador Nacional.

En el SING, la demanda de energía alcanzó un valor de 19.449 GWh.

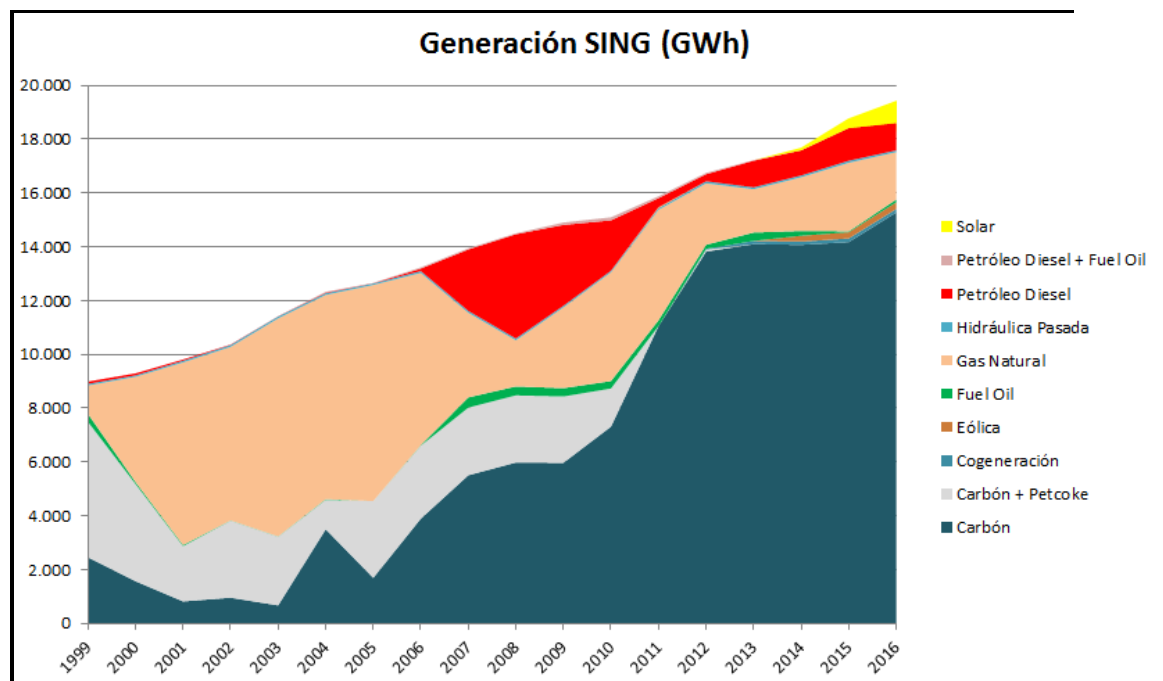


Figura 5.9 Energía generada en el SING por tecnología, periodo 2016.

Fuente: Coordinador Nacional.

En la figura 5.9, de forma similar al SIC, se aprecia con claridad el aumento paulatino de ERNC al sistema del norte grande.

De la energía generada un 6% fue del tipo ERNC, siendo predominante la generada a través de energía solar FV.

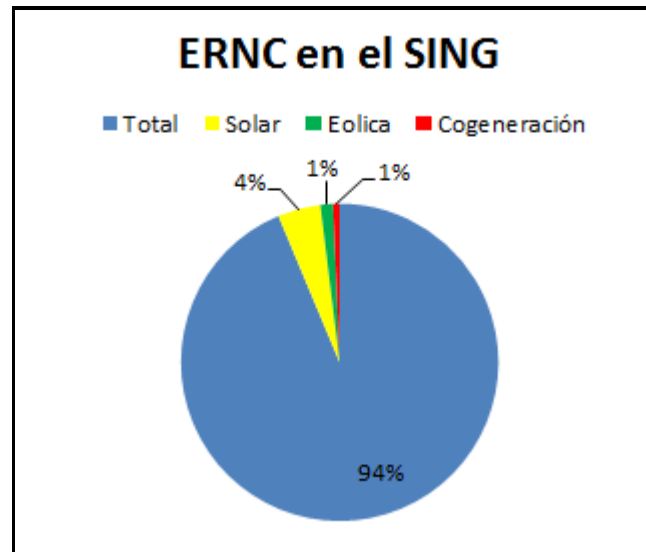


Figura 5.10 Detalle generación ERNC en SIN, periodo 2016.

Fuente: Coordinador Nacional.

6 IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO DEBIDO AL INGRESO DE ERNC INTERMITENTE

6.1 FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

El sistema eléctrico chileno se compone, en su origen, principalmente de tecnologías térmicas convencionales (Vapor-carbón), hidráulicas de embalse y pasada, siendo éstas últimas las predominantes durante gran parte de la historia energética de nuestro país. La composición de este sistema entregaba la responsabilidad de absorber las variaciones de la demanda de energía a las centrales hidráulicas de embalse, esto gracias a su gran flexibilidad operacional, por lo tanto las centrales térmicas operaban aportando energía base.

A fines de la década del 90, a través de un acuerdo entre Chile y Argentina, se estipula el envío de gas natural a través de gasoductos desde Argentina. La entrada de este nuevo energético promueve el ingreso de nuevas tecnologías como lo son las centrales de ciclo abierto y combinado a gas natural. Estas centrales tienen, entre sus características, una mayor flexibilidad operacional que las centrales térmicas convencionales, y gracias a los bajos precios iniciales del gas natural transformaron esta tecnología en una fuente muy competitiva.

Nuestro sistema depende en gran medida de la hidrología debido a que este tipo de tecnología aporta cerca del 36% de la demanda del sistema. Lo anterior se demuestra en el incremento de los precios de la energía producto de la sequía que azota a nuestro país desde el año 2007, en donde se ha visto disminuida la disponibilidad de energía hidráulica provocando que nuestro sistema se vuelva más rígido, operacionalmente hablando, debido al mayor aporte porcentual de las centrales térmicas convencionales.

Ahora, con el ingreso ERNC, impulsada por los últimos gobiernos a través de diversas leyes e iniciativas, entre las que destaca la ley 20.698 de

2013, que compromete la inyección de un 20% de la energía demandada al año 2025 por medio de este tipo de energías, el escenario cambia notoriamente. Cabe mencionar que gran parte de la ERNC es aportada por centrales eólicas y solares fotovoltaicas (FV), energía intermitente y no despachable, lo que presenta un gran desafío en cuanto a la estabilidad operativa del nuevo sistema interconectado nacional, predicción de demanda y mejora en pronósticos eólicos y solares, etc. El conocimiento internacional nos indica que existen las herramientas para gestionar la variabilidad del sistema producto del ingreso de energía intermitente, pero el asunto es el costo que esto implica. Estas herramientas son necesarias para mantener un suministro seguro, de calidad y económico, y son llamadas servicios complementarios (SSCC).

6.2 INFLUENCIA DEL “CYCLING” EN LOS COSTOS DE OPERACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS VAPOR-CARBÓN

6.2.1 Estudio realizado en mercado nacional

En Chile, una de las mayores empresas generadoras del país ha realizado estudios tendientes a cuantificar los gastos producidos directamente por efectos del “Cycling”. El estudio fue realizado por la empresa consultora Sargent & Lundy utilizando datos proporcionados por la empresa generadora y su propia experiencia internacional. El estudio determinó los equipos factibles a daños producto del “Cycling” y los costos necesarios para prevenirlos y/o mitigarlos.

Sargent & Lundy estimó que los costos de capital requeridos en los próximos 15 años en las plantas evaluadas alcanzarán los USDMM 44,24. El cálculo está basado en un número de estimaciones y supuestos con respecto al tipo de operación de las unidades y al estado de los equipos.

La estimación puede ser perfeccionada mediante lo siguiente:

- Detalle completo de cada unidad y su modo operativo.
- Definición de la carga más baja de operación según el fabricante de los equipos mayores (OEMs).
- Una completa evaluación de la condición de los componentes identificados como “En riesgo” debido al “Cycling” para determinar su condición actual y disponibilidad frente al cambio en las condiciones de operación.
- Un listado de las últimas actualizaciones en equipos y sistemas de control o proyectos de mejoras ya identificados.
- Detalles de programas de “overhaul” (con recomendaciones de OEM) para los próximos 10 años.

La planta evaluada entrega energía en el sector norte del SIC a través de una línea de 220 kV a las sub-estaciones de Maitencillo y Cardones. Las recientes adiciones de energía no convencional intermitente en el sector han cambiado el modo de operación de la central desde una base a uno cíclico, complementando el aporte de energía renovable, disminuyendo generación a mínimo técnico y mediante detención en reserva.

Las unidades analizadas fueron diseñadas para operar en carga base. Este tipo de operación establece un cierto número de partidas por año relacionadas a interrupciones programadas y forzadas. El rango de operación puede variar desde 60 a 100 % de la capacidad debido a variaciones estacionales o de demanda diaria. Durante los fines de semana el rango de operación se mantiene en niveles bajos, pero sin atenciones especiales en cuanto a operatividad.

La magnitud de disminución de carga y la extensión de tiempo que esta requiera es la base para evaluar los potenciales daños a determinados equipos o sistemas.

Los diferentes tipos de modos operacionales y su impacto se definen a continuación:

Operación flexible

Este tipo de operación incluye parámetros operacionales que pueden ser ajustados rápidamente para absorber las variaciones de demanda producto del ingreso de ERNC intermitente durante el curso del día. La capacidad de la unidad para aumentar o disminuir rápidamente la carga (Tasa de variación de carga), la capacidad de ajustar la carga de capacidad reactiva (VARS) y la magnitud de las variaciones de carga (desde el rango más bajo al más alto de su capacidad) son los principales factores a ser considerados por el CEN al momento de decidir que unidades son despachadas o no.

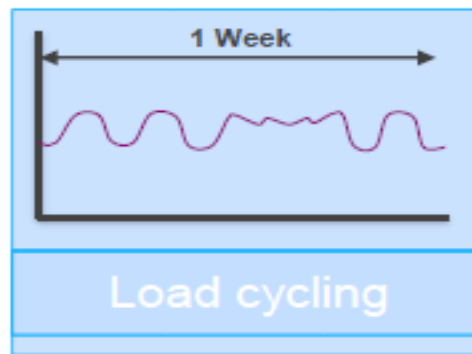


Figura 6.1 Curva característica operación flexible. Fuente: Flexibility conference Chile, Engie lab.

La operación flexible le permite al despachador tener generación convencional vapor-carbón económica en su mix de operación en conjunto con ERNC menos flexible.

Este tipo de operación tiene un alto impacto en el "Heat Rate" operacional y en el costo capital debido a que generalmente requiere de esfuerzos para lograr un correcto "Tuning" en controles de la caldera, operación y recirculación de agua y vapor y un aumento en la frecuencia de detención y partida de motores de alto voltaje como bombas y pulverizadores. Para lograr mejorar la operación de la unidad es necesario realizar mejoras en los sistemas de control de combustión, mantenimiento de "dampers" de

aire y válvulas de recirculación y actualizar motores de bombas y pulverizadores adecuándolos a este nuevo sistema de trabajo. El equipamiento original de diseño (OEM) es adquirido considerando permitir cambios necesarios para lograr, si es necesario, operación en rangos bajos de carga. Este tipo de estudio incluye, generalmente, operación con menores presiones de entrada en turbina con válvulas completamente abiertas y equipo de monitoreo de llama mejorados.

Operación en dos turnos (Two shifting)

Este tipo de operación consiste en la operación de la unidad en su menor rango de carga o desconectada de la red por un periodo del día para ajustes durante el “peak” de la demanda y durante periodos de alta intermitencia. En estos casos la caldera es embancada o mantenida encendida (si se tiene “by-pass” instalado) para lograr un rápido retorno al servicio cuando la variación de demanda lo requiera. Este tipo de operación puede también incluir detenciones durante el fin de semana donde la caldera es embancada y la turbina permanece en virado.

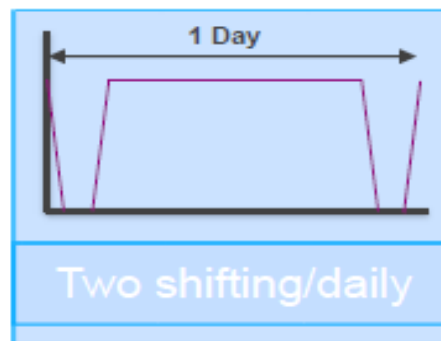


Figura 6.2 Curva característica operación en dos turnos. Fuente: Flexibility conference Chile, Engie lab.

En adición a las modificaciones requeridas para una operación flexible, este tipo de “Cycling” requiere generalmente revisiones permanentes a los

controles de combustión para permitir partidas más rápidas, además, se pueden incluir revisiones al sistema de “by-pass” de la turbina y mejoramiento al diseño del condensador, válvulas de control para permitir operar con presión variable y válvulas de control motorizadas en calentadores para permitir cambios repentinos en flujos desde extracciones.

Debido a la variabilidad operacional es que el control químico de la caldera se convierte en un verdadero desafío. Se recomienda monitoreo químico en línea a los sistemas de alimentación y condensado por los fabricantes de calderas y turbinas.

Detenido en reserva (Reserve Shutdowns)

El tipo de “Cycling” más severo para la unidad es el detenido en reserva por días o semanas. Las unidades son impactadas generalmente por condiciones estacionales tales como la disponibilidad hidráulica o la capacidad de generación solar que el sistema permite. Las fluctuaciones dentro del mismo día son controladas por el aumento o disminución de la misma energía renovable intermitente o por medio de la utilización de unidades rápidas de turbinas de combustión (Ciclos abiertos).

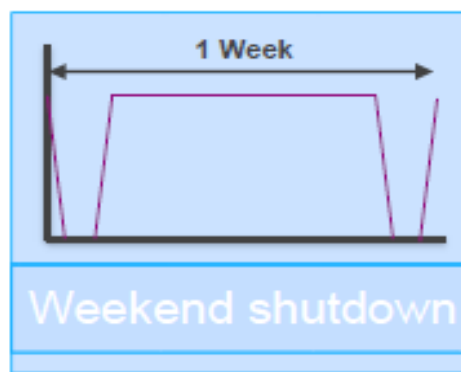


Figura 6.3 Curva característica operación Detenido en reserva. Fuente: Flexibility conference Chile, Engie lab.

Este tipo de “Cycling” podría llegar a aportar algún tipo de beneficio pero no lo logra debido a que se desconoce el tiempo de duración del mismo. Debido a lo anterior es que la caldera, turbina y sistemas auxiliares sufren corrosión producto del mismo ciclo agua-vapor y la exposición al oxígeno durante los periodos de detención. La frecuencia en que la unidad sale y entra en servicio es un factor que determina la cantidad de daño por fatiga térmica. La fatiga térmica ocurre cuando la temperatura de los metales cicla entre la temperatura ambiente y la temperatura normal de operación y afecta a los tubos de la caldera, líneas de vapor, cabezales y carcasa de la turbina. La fatiga térmica aparece en forma de grietas, generalmente en áreas de alto estrés mecánico como soldaduras disímiles, uniones en cabezales y costura de líneas soldadas. Otros mecanismos que están sujetos a daños son los motores de gran capacidad al ser sometidos a alto torque durante las partidas y un mayor requerimiento de repuestos especialmente en los sistemas de ignición y válvulas de control y venteo.

6.3 DAÑO EN SISTEMAS PRODUCTO DE LA OPERACIÓN CÍCLICA

Daño durante Operación Flexible

El daño producido durante procesos de operación cíclica está relacionado directamente con la necesidad de detener y poner en servicio equipos y operar en condiciones inestables producto de variaciones rápidas en flujos de aire, combustible, vapor y agua de alimentación y condensado. El “cycling” térmico y los daños por corrosión generalmente no se observan a pesar de que la pérdida de calor sobrecalentado puede permitir alcanzar el punto de condensación y causar problemas de golpes de ariete en álabes y bloques de toberas en turbinas o líneas de agua de alimentación o vapor.

El alto torque necesario durante partidas de pulverizadores, bombas de gran tamaño y ventiladores provocan deterioro prematuro en bobinados de estatores y rotores. La mayoría de los motores de gran capacidad tienen limitaciones en cuanto al número de partidas con ventanas de dos horas para prevenir sobrecalentamiento de bobinas y daños en aislación. En equipos que poseen grandes motores y que se estima serán sometidos a partidas múltiples en un día se recomienda renovar los motores por unos que cumplan los requerimientos necesarios, sobretodo en unidades de más de diez años de antigüedad y con considerables números de partidas a su haber.

Durante periodos extensos de operación a cargas bajas (menores del 40% de la capacidad nominal), los mecanismos actuadores de válvulas y “dampers” tendrán un desgaste adicional producto del mayor nivel de operación debido al seguimiento de la variación de flujos a niveles deseados.

Equipos afectados por operación flexible

El mantenimiento de la planta es estimado en base a las horas de operación de los equipos, el uso y desgaste relacionados a los cambios de momentos (número de partidas), y la degradación debido a la exposición de los elementos y a las condiciones de operación (expectativas de vida).

Las plantas de energía son, generalmente, diseñadas para una vida útil de 30 años y considerando factores de seguridad de ingeniería la mayoría de las plantas son capaces de operar por sobre los 50 años sin recambio de componentes mayores. La operación en carga base tiene mucho que ver con la larga vida útil de este tipo de unidades. La historia de este tipo de plantas habla de mínimas tasas de salidas forzadas, periodos de mantenimiento anual programados y operación sin grandes fluctuaciones de carga.

Las unidades analizadas fueron diseñadas bajo estas premisas pero en la actualidad se encuentran operando de manera completamente distinta. La operación flexible tiende a aumentar el número de partidas de algunos componentes requiriendo un alto nivel de mantenimiento para lograr mantener la disponibilidad de los equipos. El impacto en los costos para este tipo de operación está dado por el aumento de inspecciones, actualización de motores y costos producto del aumento de reparaciones proyectadas por mayor uso y desgaste de equipos y componentes.

Los mayores costos provocados por el “cycling” producto del ingreso de energía intermitente al sistema son generados por el daño a motores de alto voltaje de equipos auxiliares como:

- Motores de Pulverizadores.
- Motores de bombas de agua de alimentación y bombas de condensado.
- Motores de ventiladores.
- Ignitores.
- Motores de actuadores.
- Unidades de control y relés de protecciones.

Daños por operación en dos turnos

El principal daño producto de este tipo de operación es el producido por gradientes térmicos y la expansión restringida de componentes como resultado de detenciones y partidas de las unidades. Los problemas producidos en las calderas incluyen grietas en tubos, ductos, e incluso movimiento en haz de tubos fuera de rangos de diseño. En las turbinas, el efecto de la expansión de rotores y carcasa afecta sellos y claros de álabes los cuales de no ser manejados durante procesos de partidas pueden causar daños significantes.

Durante la operación en dos turnos, el énfasis en términos de daños operacionales como por fluencia en metales disminuye con la reducción de horas en operación en temperaturas extremas.

En algunos casos los mecanismos de fatiga se potencian con los de fluencia acortando la vida útil de los componentes. En otros casos las grietas o fisuras junto con la expansión térmica son afectados por problemas de corrosión producidos por tiempos prolongados fuera de servicio.

Es casi imposible predecir en forma exacta que componentes o secciones de la caldera serán más o menos afectados por el “cycling” térmico debido a la gran variedad de diseños y a los gradientes actuales que la operación produce. Debido a esto es que se debe incluir en los costos inspecciones adicionales incluyendo la aplicación de métodos de inspecciones no destructivas (NDI) para que éstos no afecten los flujos de caja en forma posterior ni la disponibilidad de las unidades. Las áreas específicas a ser monitoreadas se recomiendan en base a experiencias en otras plantas que han sufrido fallas y requerido actualizaciones debido a los efectos del “cycling” térmico.

Los equipos afectados por la operación en dos turnos son:

- Sección de cabezales en caldera
- Tubos de pared
- Domo de calderas
- Ventiladores
- Cañerías de alta presión
- Turbina de vapor
- Calentadores de agua de alimentación
- Generador

Principal part	Components	Stress	
		Mechanical during start/stop	Thermal during start/stop and load variation
Stator	Winding copper and insulation End winding clamping Winding bar slot wedging Core		■
Rotor	Body, teeth, slot wedges Winding copper and insulation Winding leads Retaining rings Brushes and sliprings	■	■

Figura 6.4 Fallas típicas en rotor y estator de generador producto de Cycling. Fuente: Flexibility conference Chile, Engie lab.

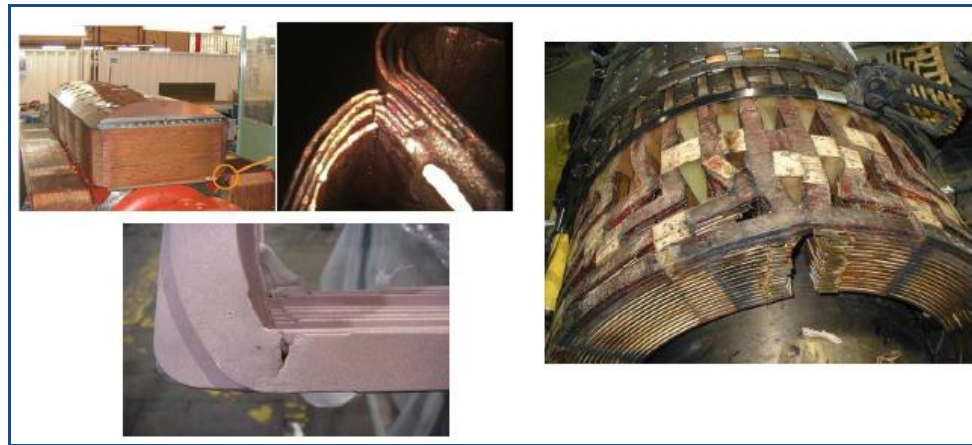


Figura 6.5 Fisuras en rotor producto de estrés térmico. Fuente: Flexibility conference Chile, Engie lab.

Daños por operación en reserva fuera de servicio (Reserve shutdown)

El daño principal debido a largos periodos de detención de la unidad es la corrosión superficial debido a inadecuada protección de las superficies expuestas al agua y al oxígeno. Las unidades diseñadas para operar en carga base raramente están preparadas para la preservación de tantos equipos y los procedimientos operacionales por lo general no están desarrollados para enfrentar un número de escenarios de retornos y detenciones por “no demanda”. Si las unidades son protegidas en forma

adecuada de la corrosión y son detenidas por periodos extensos el impacto en los costos de mantenimiento está generalmente relacionado al costo de mantener la capacidad de un rápido encendido de la caldera y sistemas asociados. El aumento del tiempo de las detenciones permite realizar reparaciones menores e inspecciones logrando una reducción en los tiempos considerados para trabajos de mantenimiento programados.

El proveer de un correcto control químico especialmente durante el proceso de partida de la unidad puede reducir los impactos en costos de mantenimiento del “cycling”, pero de todas formas deben ser considerados en los flujos de caja debido a los diferentes tipos de operación esperados.

Las líneas de vapor de alta presión y los cabezales de vapor de la caldera son afectados de mayor forma a medida que el “cycling” aumenta, esto debido a la combinación de las componentes de la fatiga y la fluencia producto de las altas temperaturas resultando en un acortamiento de la vida útil de los distintos componentes.

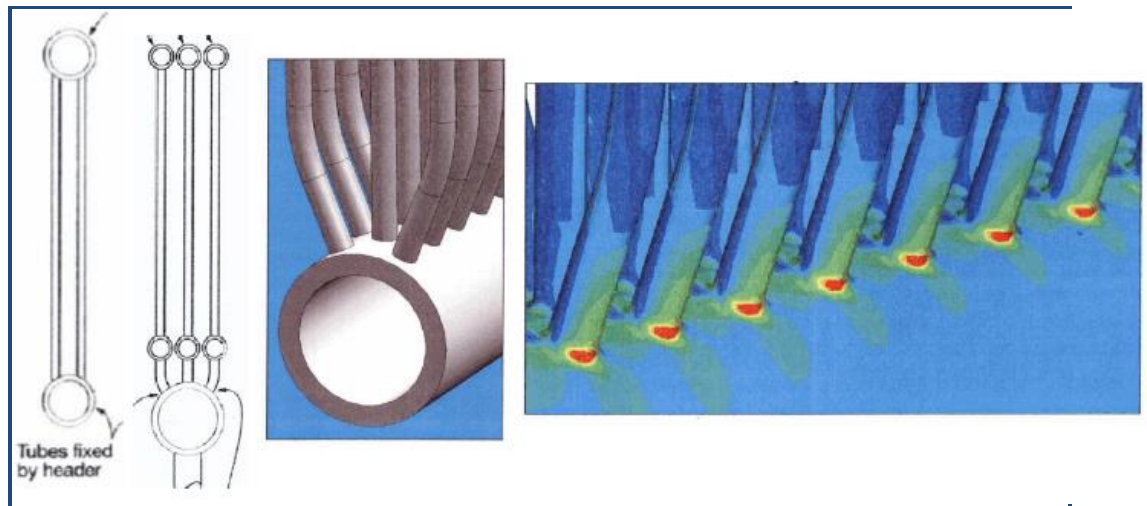
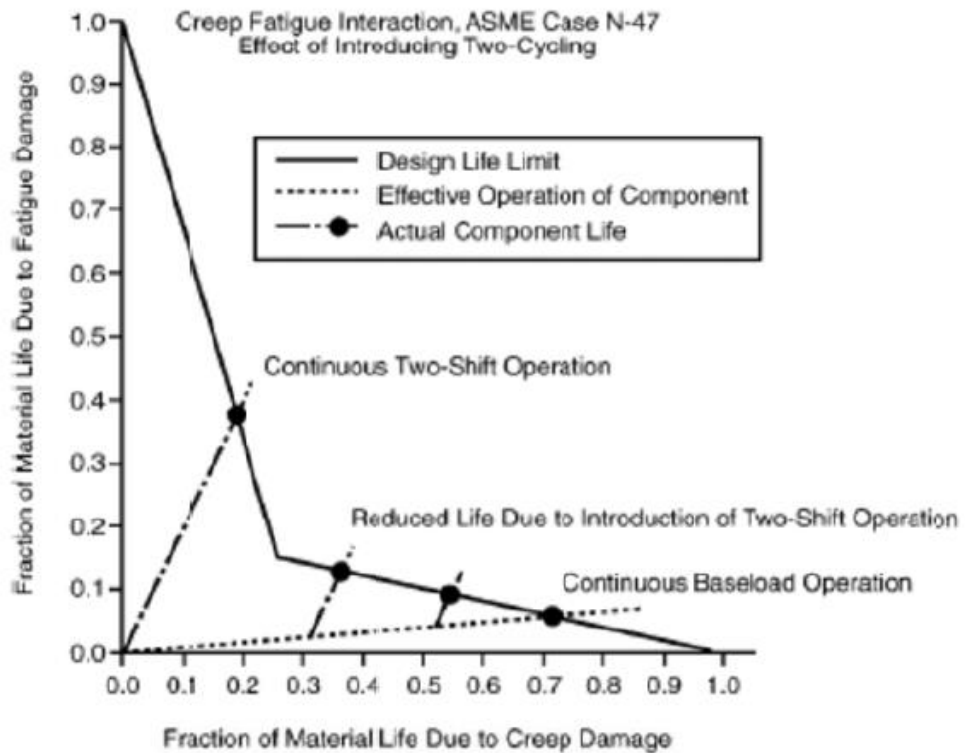


Figura 6.6 Zonas de rotura en cabezales de vapor. Fuente: Flexibility conference Chile, Engie lab.



Figura 6.7 Rotura en cabezal de vapor producto de fatiga térmica. Fuente: Flexibility conference Chile, Engie lab.

Una estimación de cómo afectan estos dos mecanismos de falla a una central térmica se puede apreciar en la figura siguiente. El gráfico fue tomado de un estudio realizado por el Electric Power Research Institute (EPRI) y utiliza datos históricos de reducción de vida útil de componentes afectados por efecto del ataque dual ocurrido a través del cycling y el efecto de las altas temperaturas (fatiga y fluencia).



Interaction and Consequences of Creep and Fatigue
(Based on ASME N-47) for a Typical Power Plant Steel (2.25Cr1Mo)

Figura 6.8 Daños en plantas de energía producto del Cycling. Fuente: Estudio EPRI

Análisis de antecedentes recopilados

El resultado obtenido del estudio mencionado declara que el costo de capital necesario para mitigar los efectos de la operación cíclica es de 44,24 MMUSD.

Cabe mencionar que para ello se consideró el funcionamiento de cinco unidades durante un tiempo de 15 años por lo que se estima un valor anual por unidad de 590 MUSD.

6.3.1 Estudio de costos por “Cycling” realizado en Estados Unidos

Con el objeto de poder comparar los datos obtenidos en el estudio anterior, se analizan resultados de un estudio realizado en un complejo térmico al norte de Estados Unidos. Este complejo posee múltiples unidades que por razones comerciales no pueden ser mencionadas.

El estudio fue elaborado por el Laboratorio nacional de energías renovables (ENRL, por sus siglas en inglés). La planta evaluada debió cambiar su tipo de operación de base a cíclica debido al ingreso de una gran cantidad de energía renovable intermitente y a los bajos costos del gas natural.

El estudio reveló que una planta vapor-carbón convencional puede convertirse en un recurso flexible, operacionalmente hablando, realizando algunas modificaciones a equipos y otras a los procedimientos operacionales.

El “cycling” definitivamente produce daño a las plantas y disminuye su vida útil en comparación a plantas que operan en modo base, sin embargo, modificaciones estratégicas, inspecciones proactivas, programas de entrenamiento y modificaciones en procedimientos operacionales pueden minimizar los daños y mejorar costos de mantenimiento.

Aunque se considera que las plantas de carbón no pueden sostener períodos de ciclismo, algunas plantas, como la analizada en este estudio, han estado décadas operando bajo condiciones de ciclicidad, a veces ha encendido y apagado tanto como cuatro veces al día para adaptarse a la demanda máxima de la mañana y tarde. Es una de las pocas plantas de carbón en todo el mundo en lograr este nivel de flexibilidad, a pesar de que originalmente fue diseñada para funcionar como unidad de base.

El estudio en cuestión revisa cómo las centrales eléctricas diseñadas para operar en carga de base pueden evolucionar para suplir otras necesidades del sistema.

El complejo en análisis fue diseñado para operar con un factor de planta sobre el 80% cuando entró en operación en la década de los 70, con unidades de 480 MW netos y mínimos técnicos de 90 MW e incluso 60 MW durante periodos de 6 horas.

Poco después de la puesta en servicio, la adición de energía nuclear desplazó el carbón como carga de base. Como resultado, las plantas comenzaron a funcionar típicamente con factores de planta de 50% anual hasta principios de los 90.

A raíz de estos cambios es que se llevó a cabo una investigación en la década del 80, donde, como resultado de los estudios, se realizaron modificaciones en procedimientos de operaciones de la planta, el generador de vapor y en determinados equipos.

Impacto del “Cycling” y operación a mínimo técnico

Las unidades de carbón de la planta en estudio fueron diseñadas para salidas completas y partidas en frío solamente algunas veces al año. Sin embargo, cada unidad ha experimentado un promedio de 1.760 salidas, incluyendo 523 partidas en frío durante toda su vida. El impacto general de este tipo de ciclismo es la fatiga térmica, producto de grandes oscilaciones de temperatura, por ejemplo, de agua de alimentación fría que entra en la caldera.

La puesta en servicio y el calentamiento del vapor, crean tensiones térmicas dentro de componentes individuales y entre componentes cuando los materiales se calientan a diferentes velocidades. Otros impactos típicos del ciclismo y que operan a cargas bajas incluyen:

- Tensiones en componentes y cubetas de turbina resultantes de presiones cambiantes.
- Desgaste en equipo auxiliar que es sólo utilizado durante el ciclismo.
- Corrosión causada por el oxígeno que entra en el sistema durante el arranque, y cambios en la calidad química del agua como resultado, por ejemplo, de la caída del pH.
- Aumento de condensación del vapor, que a su vez causa corrosión de piezas, fugas de agua y mayor necesidad de drenaje.

De la experiencia de ciclismo en la planta evaluada se deducen los siguientes daños:

- Fallos en los tubos de la caldera causados por fatiga cíclica, fatiga por corrosión y picaduras.
- El agrietamiento de soldaduras, cabezales y válvulas y otros componentes de paredes producto de cambios rápidos en la temperatura del vapor.
- Fisuras en rotores del generador debido al movimiento entre el rotor y la carcasa durante procesos de virado; el roce crea polvo de cobre, que también puede causar fallas de tierra en el rotor.
- Oxidación, por ejemplo, por la exposición al aire durante el arranque y drenaje; Óxidos en los tubos de la caldera debido a cambios térmicos.
- Corrosión en partes de la turbina, no sólo por óxidos sino también del vapor húmedo que se produce en el arranque y durante las operaciones de baja carga.

- Incidencia de problemas de condensador que ocurren, por ejemplo, cuando los tubos delgados se rompen por tensiones térmicas en el arranque y detención.

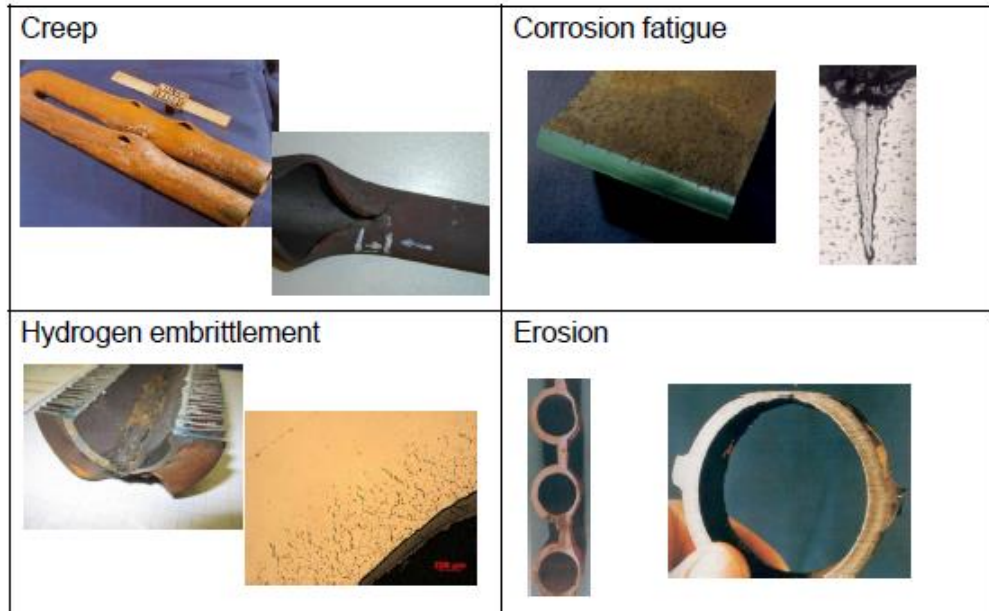


Figura 6.9 Fallas típicas en calderas producto de cycling. Fuente: Flexibility conference Chile, Engie lab.

El propietario de la planta realizó una serie de modificaciones físicas al equipo para prevenir y enfrentar los impactos del ciclismo y de las operaciones a baja carga, pero se estimó que una vez realizados los cambios físicos, el 90% de los ahorros futuros en los costos provino de ajustes a los procedimientos operativos.

Por ejemplo, establecer mejoras en procedimientos y ajustes en las tasas de rampa de la caldera ha sido especialmente eficaz. La revisión en las tasas de rampa ayudan a minimizar la fatiga térmica y el fortalecimiento de su importancia a través de la capacitación garantiza que se sigan los procedimientos correctos para asegurar una velocidad de rampa adecuada. Otro ejemplo de modificaciones efectivas a los procedimientos

es la inspección de tuberías de alta energía, lo que no siempre se aprecia en la mayoría de las plantas de carbón.

Los programas de inspección establecidos en la planta estudiada revisan todos los mecanismos de falla que puedan ocurrir (por ejemplo, aspectos de fatiga por corrosión), y el programa establece un programa de reparación para cada mecanismo de falla. El propietario emplea muchos programas similares de inspección, por ejemplo, para los suspensores de tuberías. Estos ejemplos ilustran que los procedimientos requieren una comprensión de todos los sistemas afectados por el ciclismo, no sólo los principales. Todos necesitan ser direccionados a anticipar y minimizar las interrupciones forzadas.

Procedimientos de operación para cumplir con los requisitos de flexibilidad.

Gracias a lo experimentado con diferentes procedimientos operativos a través de los años, se han realizado algunas modificaciones extrayendo lecciones aprendidas que incluyen los siguientes aspectos:

- **Enfriamiento forzado:** Se experimentó con enfriamiento forzado acelerado para la caldera, lo que permitió abrir más rápidamente la unidad para reparar un tubo de caldera y volver a estar en línea en dos días. A pesar de mantener la temperatura dentro de la especificación del equipo, después de un año aplicando refrigeración forzada acelerada, se registró un notable aumento de la corrosión y fallas por fatiga cíclica. Tan pronto como se regresó a refrigeración natural, la tasa de falla disminuyó. Esta fue una experiencia de aprendizaje para los operadores de la planta, ya que la refrigeración forzada de la caldera dio lugar a un aumento en la velocidad de cambio de temperatura causando un mayor daño.

Por lo tanto, los procedimientos para abrir una caldera requieren ahora, durante las primeras cuatro horas, enfriamiento natural.

- Supervisión de cabezales de entrada de economizador: Los cabezales de entrada pueden romperse debido a la inyección intermitente de agua de alimentación fría al cabezal de entrada caliente. Los termopares instalados para control de temperatura entre el cabezal y el agua y se cambió de alimentación intermitente a goteo. El fabricante de la caldera recomienda mantener un diferencial de menos de 37,8 °C (100 ° F) (B & W 1994), pero se tomaron otras precauciones y se mantuvo la diferencia de temperatura a menos de 30 °C. Además, para detención de unidad por periodos largos se recomienda drenar la caldera mientras está caliente y llenar con nitrógeno objeto reducir fallas por corrosión.
- Gestión de sistemas sometidos a presión: Se estableció un programa de gestión de piezas sometidas a presión con el objeto de establecer causas de degradación y fallas.
- Otros cambios en los procedimientos de funcionamiento de la caldera: Éstos incluyeron control de la temperatura del metal de la caldera; Reemplazo de tubos y estrategia de inspección; Programa de inspección relacionada a fatiga térmica y cíclica; Programa para reducir fallas de tubo producto de erosión por cenizas volantes; Programas de inspección de juntas de dilatación, soldaduras metálicas disímiles y corrosión acelerada por flujo.
- Control de temperatura en piezas de turbina: Junto con las acciones establecidas para reducir los daños a las calderas, se establecieron procedimientos de capacitación y monitoreo para limitar las tasas de rampa y para controlar los cambios de temperatura en los cabezales y en líneas de vapor principal.
- Mantenimiento de parámetros químicos del agua: Para reducir corrosión, la química del agua debe mantenerse dentro de parámetros. Los

parámetros químicos del agua varían con el ciclismo, debido a esto es que se necesita personal químico en el sitio de operación en todas las horas del día.

- Controles ambientales: Se crearon procedimientos de mantenimiento de los sistemas de medición continuos objeto controlar los impactos del ciclismo.
- Mantenimiento de interruptores: Se modificó el programa de mantenimiento e inspección para Interruptores de media tensión.
- Programas globales de monitoreo: Se realizó una "revisión de brecha" en el año 2012, en la que se comparó los informes del Electric Power Research Institute (EPRI), y las acciones mitigantes realizadas por la planta en estudio. Se realizaron modificaciones a distintos equipos como calderas, pulverizadores, turbinas, rotores y condensadores.
- Caldera:
 - Se agregó una capa de metal a las paredes de agua para minimizar oxidación.
 - Modificación a "Buckstays" (ahora costaría aproximadamente \$ 1 millón - \$ 1.5 millones por unidad, incluyendo amianto y costo de corte).
 - Se reemplazaron algunas juntas de dilatación por juntas de tejido.
 - Corte en varillas de unión en esquina de paredes con fallas frecuentes.
 - Corte de membranas en varias áreas para reducir estrés de arranque.
 - Reemplazo de válvulas de recirculación en bomba de alimentación.
 - Reemplazo de soldaduras en cabezales (aproximadamente \$ 1 Millón - \$ 1.5 millones)

- Tubos de esquina reemplazados estratégicamente (\$ 200.000 por esquina; \$ 175.000 para tubos de esquina superior; total \$ 4 millones)

- Pulverizadores: Convertido el sistema de diluvio de agua a vapor inerte (\$ 2 millones - \$ 3 millones); Cajas de reducción fijas (Entre 300.000 y 500.000 dólares)

- Turbinas: Se añadieron drenajes, se mejoraron los sistemas de lubricación en bombas de vacío y bombas de baja presión, e inspeccionaron válvulas de no retorno por posibles daños durante detenciones.

- Rotores de generador: piezas claves aisladas con resina epóxica para reducir el agrietamiento del rotor por frotamiento. Pruebas y controles continuos para vigilar las tendencias.

- Condensador: Tubos con tapones sacrificados en la parte superior del condensador debido a cargas bajas; También se instalaron líneas de remoción de aire de acero inoxidable y se retubaron tubos de latón existente en varias unidades (\$ 6 millones - \$ 8 millones / unidad).

Esto da un total de 14,3 a 18,5 MMUSD por unidad en costos de inversión, lo que equivale a 38.512 USD/MW en comparación a los 59.000 USD/MW registrados en el estudio realizado en plantas nacionales.



Figura 6.10 Resumen evaluaciones. Fuente: Elaboración propia con datos de ambos estudios.

La diferencia entre los valores se debe a que en el estudio realizado en Estados Unidos solo se consideraron costos por modificaciones físicas a equipos mayores, en el realizado en el mercado nacional se agregaron costos por mayor periodicidad de inspecciones y modificaciones a equipos menores. De todas formas, al hacer la comparación de costos por modificaciones en equipos mayores donde se puede realizar algún tipo de comparación, estas arrojan valores muy similares.

Tabla 6.2 Comparación inversiones en modificaciones físicas entre ambos estudios

MMUSD	INTERNACIONAL	NACIONAL
CALDERA	7	7
PULVERIZADORES	3,5	3
CONDENSADOR PPAL.	8	6,2

Fuente: Elaboración propia con datos de ambos estudios.

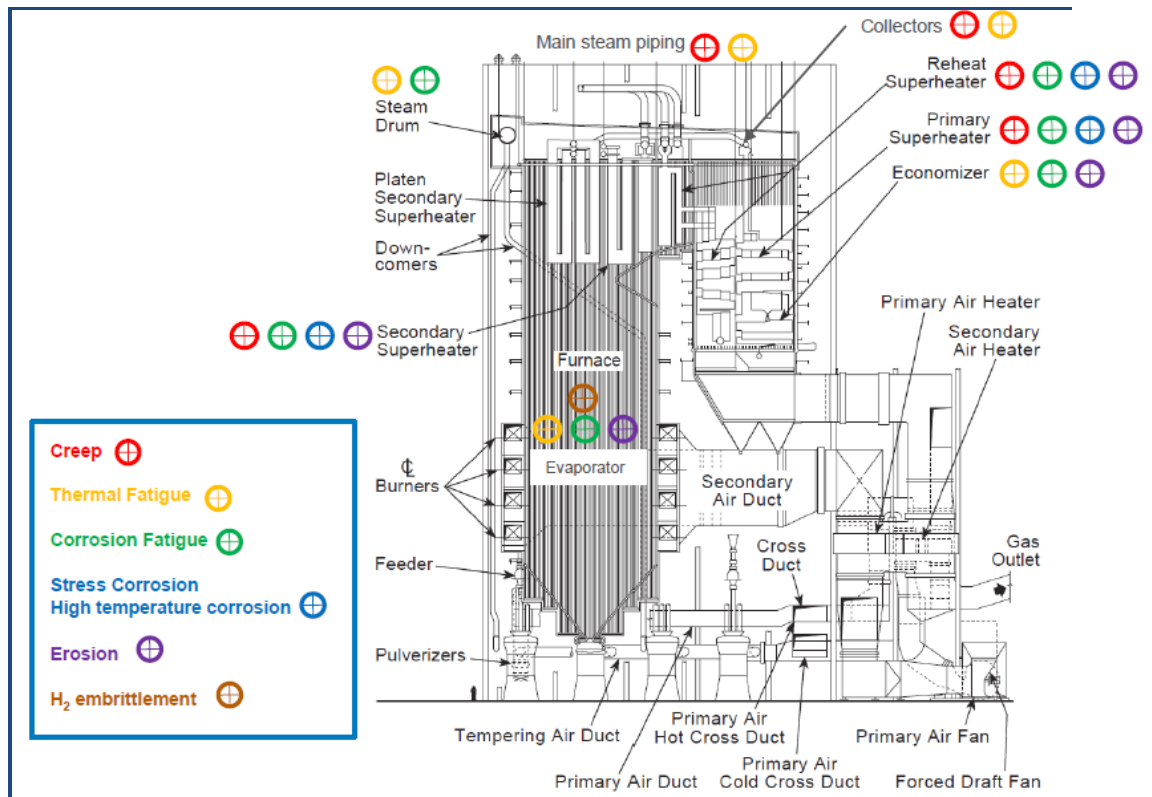


Figura 6.10 Áreas de caldera y efectos producto de cycling. Fuente: Flexibility conference Chile, Engie lab.

7 EVALUACIÓN DE MEJORA EN FLUJOS DE VAPOR Y AGUA EN CENTRALES TÉRMICAS VAPOR-CARBÓN.

Dentro de los objetivos planteados en el desarrollo de la presente tesina se encuentra evaluar beneficios producto de la modificación en la distribución del flujo de vapor hacia las turbinas tendientes a aumentar la flexibilidad de unidades pertenecientes a un complejo térmico.

La modificación tiene por objeto descargar el vapor generado en las calderas a un “manifold”, para luego ser distribuido hacia las respectivas turbinas.

Desde el punto de vista técnico, la factibilidad de poder realizar mejoras tendientes a incrementar la flexibilidad operacional del parque de generación térmico existente dependerá de las alternativas que pueda ofrecer cada fabricante (OEMS – “Original Equipment Manufacturers”), cuyas soluciones apuntan a obtener un mejor desempeño ante la operación cíclica de la unidades, sobre todo enfocándose en mejores niveles de mínimo técnico, mejoramiento de la capacidad de tomas de carga más rápida, partidas más rápidas y menos costosas, sumado a menores niveles de emisiones.

En términos específicos, la solución que se implemente en una determinada unidad de generación dependerá de su diseño original, antigüedad, data histórica operacional y proyección de despacho a futuro. A nivel general, se puede establecer que el parque térmico puede alcanzar un mejoramiento respecto a la condición actual, quizás no alcanzando los niveles internacionales pero si permitiendo una disminución en los costos de operación cíclica a nivel sistémico.

El objetivo de la modificación propuesta es que al ser solicitadas por el coordinador eléctrico nacional unidades a mínimo técnico la disminución de carga se realice sólo modificando el nivel de potencia de él o los generadores de vapor necesarios para alcanzar la carga requerida. Con esto se logra que las unidades generadoras de vapor que permanezcan en servicio lo hagan operando sobre el 80% de su potencia nominal, esto es, en un rango de operación de mayor eficiencia. Esto provoca un ahorro en el consumo específico neto (CEN), específicamente en consumo de carbón, debido a que genero el mismo flujo de vapor requerido pero de manera más eficiente. Además, el ahorro en consumo de carbón conlleva directamente otro beneficio, la disminución de emisiones de CO₂ relacionadas directamente con el consumo de carbón, disminuyendo el pago por concepto de impuestos por emisiones de CO₂.

Se obtiene, además, el beneficio de ahorro en consumos propios debido a la factibilidad de detener equipos auxiliares relacionados a la detención del generador de vapor seleccionado.

7.1 CENTRALES TÉRMICAS Y SU ARQUITECTURA

Dependiendo de la estrategia de la empresa y del plan de desarrollo de ésta, las centrales se pueden construir con unidades independientes o complementarias, esto es, que compartan edificio de máquinas, planta de agua, servicios auxiliares u otros. Depende del tamaño de la inversión a realizar y del propósito del proyecto.

A modo de ejemplo, en el complejo costa, de AES Gener S.A., ubicado en la localidad de Las Ventanas, quinta región, Chile, podemos encontrar estos dos tipos de centrales. La unidad Ventanas 1 y 2 comparten el edificio central donde se ubican ambas salas de máquinas, servicios auxiliares, salas eléctricas y otros. En cambio las unidades Nueva Ventanas y Campiche (Unidades 3 y 4) son completamente independientes en su arquitectura, de hecho, en su origen fueron concebidas de esta forma debido a que son proyectos financiados de distinta manera y con distintos inversionistas.

Ahora, debido exclusivamente al tipo de arquitectura es que, como en el caso de la unidad Ventanas 1 y 2 y otras unidades pertenecientes al sistema eléctrico nacional que cumplan con esta característica, se hace factible económica y físicamente realizar las modificaciones planteadas en esta tesina en cuanto a los flujos de vapor y agua de los generadores de vapor hacia las turbinas de potencia.



Figura 7.1 Vista aérea de complejo costa, Aes Gener. Fuente: Centro documental Aes Gener.



Figura 7.2 Vista aérea de complejo Guacolda, Aes Gener. Fuente: Centro documental Aes Gener.

7.2 ASPECTOS TÉCNICOS DE LA MEJORA PROPUESTA

Normalmente, un complejo térmico está compuesto por dos o más unidades generadoras del tipo monoblock. Este tipo de unidades se componen de una caldera diseñada para entregar energía térmica en forma de vapor a una turbina la que a su vez la transforma en energía mecánica rotacional entregándola por medio de un eje a un generador eléctrico. Además, poseen sistemas auxiliares (BOP) necesarios para el correcto funcionamiento de la central (sistema de aire de servicio e instrumentos, circuito de agua de enfriamiento, abastecimiento de combustible, tratamiento de agua, sistema eléctrico, etc).

Cada caldera suministra vapor a la correspondiente turbina en forma independiente con las características de diseño adecuadas para una operación segura y eficiente.

En Chile la totalidad de las centrales térmicas convencionales están diseñadas para operar en carga base, esto implica generar en un rango de operación sobre el 80% de la potencia de diseño, que es donde operan con niveles de mayor eficiencia.

Como se mencionó anteriormente, un complejo térmico está generalmente compuesto por dos o más unidades de generación. En los casos en que se decide, por aspectos comerciales y estratégicos, construir centrales compuestas por unidades que comparten infraestructura, como por ejemplo, sala de máquinas, plantas de tratamiento de aguas, etc. Es factible realizar la mejora propuesta en esta tesina de evacuar el vapor necesario para cada turbina a un “manifold” común y de ahí dirigirlo a la correspondiente turbina.

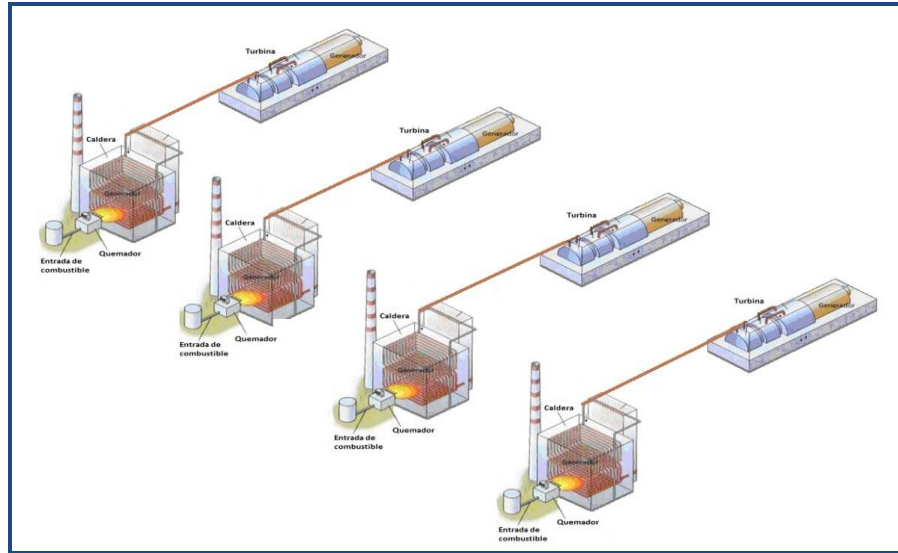


Figura 7.3 Esquema de planta térmica convencional vapor-carbón. Fuente: Elaboración propia.

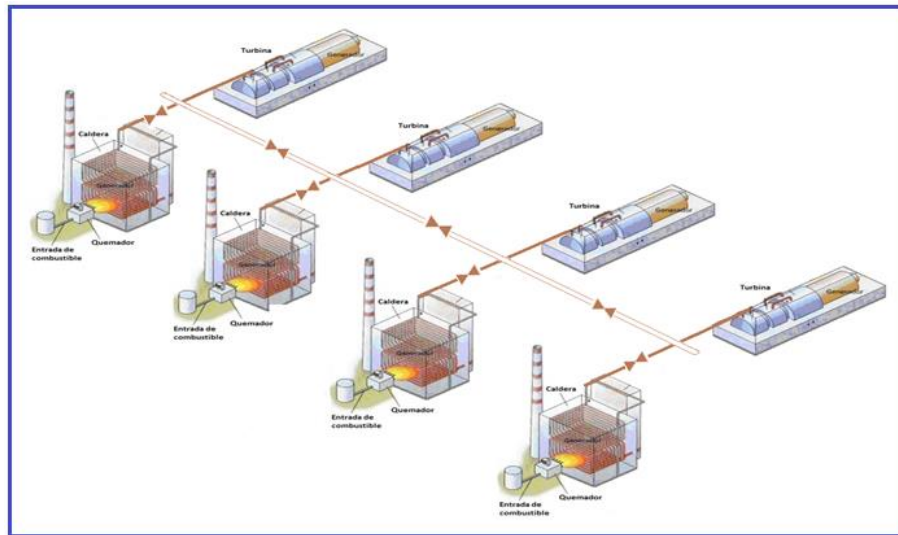


Figura 7.4 Esquema de planta térmica convencional vapor-carbón con mejora propuesta. Se muestra sólo manifold de vapor principal (MS) Fuente: Elaboración propia.

Para realizar esta mejora se evaluó la instalación de cuatro “manifolds”, uno para recibir el vapor sobrecalentado (SH) desde la caldera, otro para recibir el vapor recalentado frío (CRH) desde la turbina AP, otro para recibir el vapor recalentado caliente (HRH) desde la caldera y el cuarto

para recibir el agua desde las bombas de agua de alimentación y ser enviado a la o las calderas en servicio. Además, se evaluaron trabajos asociados, ingeniería, montaje, aislación, etc. (Ver detalles en tabla siguiente)

Tabla 7.1 Costos Propuesta Budgetaria modificación de flujos.

ITEM	CONCEPTO	COSTOS USD
1	INGENIERÍA	
	Ingeniería Conceptual	4.000
	Ingeniería de diseño	6.000
2	TRABAJOS MECÁNICOS	0
	Cañerías	1.141.840
	Válvulas	998.024
	Fitting	213.185
	Estructura de soportación	191.254
	Colgadores	382.524
	Montaje	1.256.000
	Aislación	504.000
3	INSTRUMENTACIÓN	0
	Transmisores de temperatura	17.054
	Transmisores de presión	16.117
	Cableado	462.292
	Calibración de instrumentos	260.000
	Modificación en lógica de control (DCS)	1.500.000
4	TRABAJOS ELÉCTRICOS	0
	Cableado (Incluye soportación, canaletas, etc)	540.000
	Instalación de CCM	300.000
	Calibración de motores actuadores	80.000
5	PUESTA EN SERVICIO	
	Flushing de líneas	350.000
	Acoplamiento a líneas existentes	275.000
	Ajuste de colgadores	53.200
	Andamios	567.862
6	COMISIONAMIENTO	375.000
	COSTO TOTAL PROYECTO USD	9.493.351

Fuente: Elaboración propia

El costo total de la inversión es de MMUSD 9,5.

En las siguientes figuras se indican especificaciones de “manifolds” necesarios para llevar a cabo la modificación propuesta.

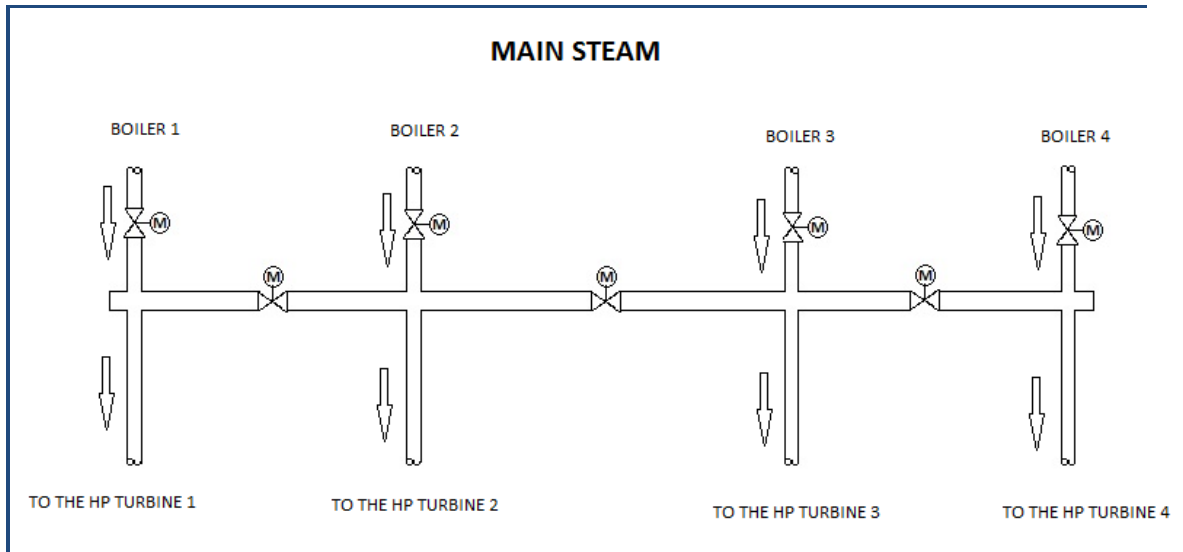


Figura 7.5 Manifold vapor principal. Fuente: Elaboración propia.

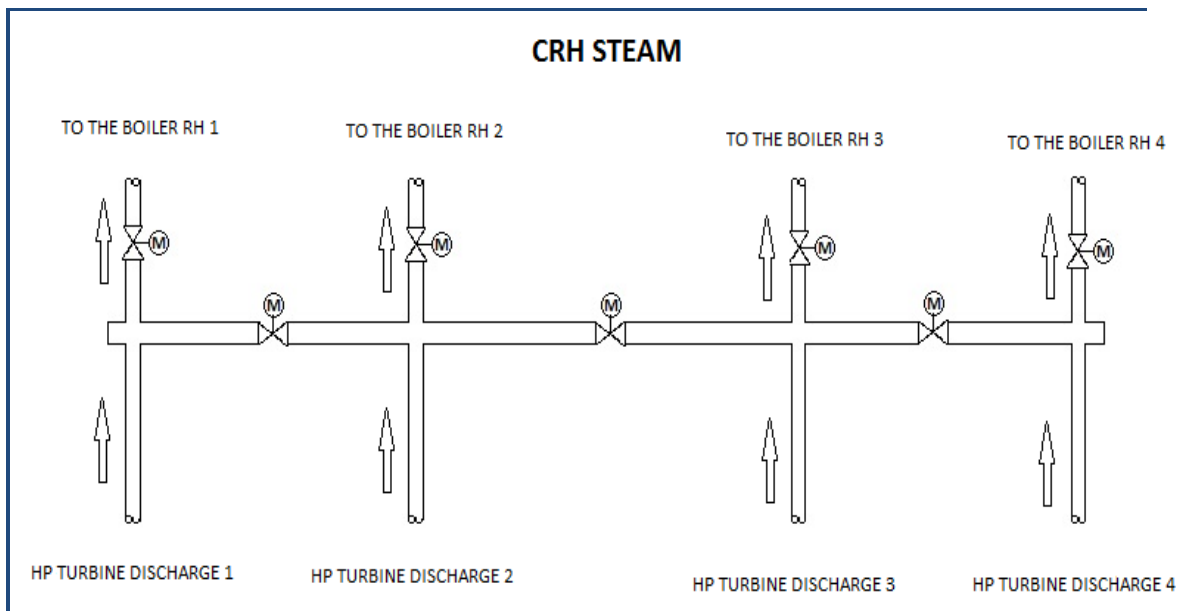


Figura 7.6 Manifold CRH steam. Fuente: Elaboración propia.

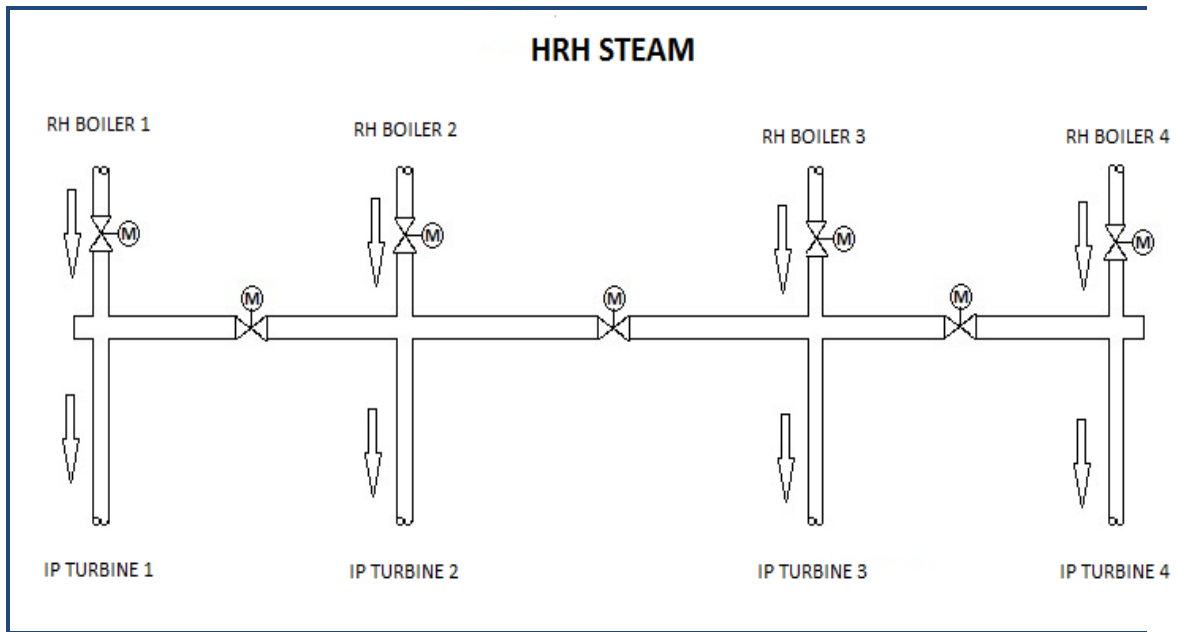


Figura 7.7 Manifold HRH steam. Fuente: Elaboración propia.

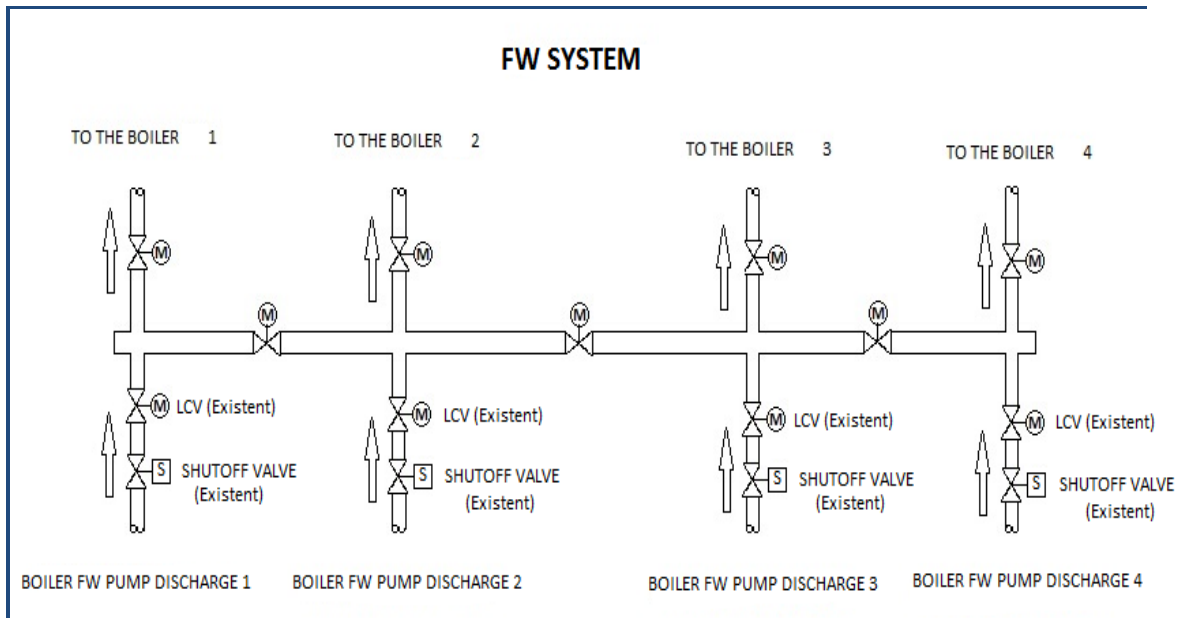


Figura 7.8 Manifold línea de agua de alimentación. Fuente: Elaboración propia.

7.3 BENEFICIOS ECONÓMICOS PRODUCTO DE LA MEJORA PROPUESTA

Los beneficios esperados producto de la mejora propuesta son los siguientes:

- Mejora en heat rate producto de operar en rangos de mayor eficiencia (sobre el 80% de la potencia de diseño).
- Disminución de costos por concepto de impuesto por emisión de CO₂.
- Menores consumos propios producto de detención de equipos auxiliares asociados a calderas detenidas.
- Disponibilidad de equipos detenidos para realizar mantenciones menores.
- Disponibilidad de vapor para realizar calentamiento en virado de turbinas detenidas.
- Posibilidad de disminuir mínimos técnicos dependiendo de limitaciones técnicas en turbinas.
- Mejora en rampas de variación de carga.
- Disminución en tiempos de partida.

Dentro de la evaluación de costos beneficios se consideraron los ahorros en combustible producto de operar en rangos de mayor eficiencia, USD/Ton de carbón ahorrado. Para determinarlo se evaluó el consumo específico neto (CEN) de dos unidades del complejo térmico usado como ejemplo en esta tesis en dos rangos de operación, a plena carga, generando 144 MW, y a mínimo técnico, generando 52 MW. El análisis determinó que para generar 1 MW a mínimo técnico requiero entre un 6% a un 8% más de consumo de carbón que al hacerlo a plena carga, esto es, en un rango de mejor eficiencia.

El efecto de la operación cíclica sobre el desempeño de las centrales térmicas se puede observar en la siguiente figura. El “Heat Rate” operando a un 50%

respecto a la plena carga aumenta (empeora). La operación a mínimo técnico de la central evaluada está en el orden del 40% de su plena carga.

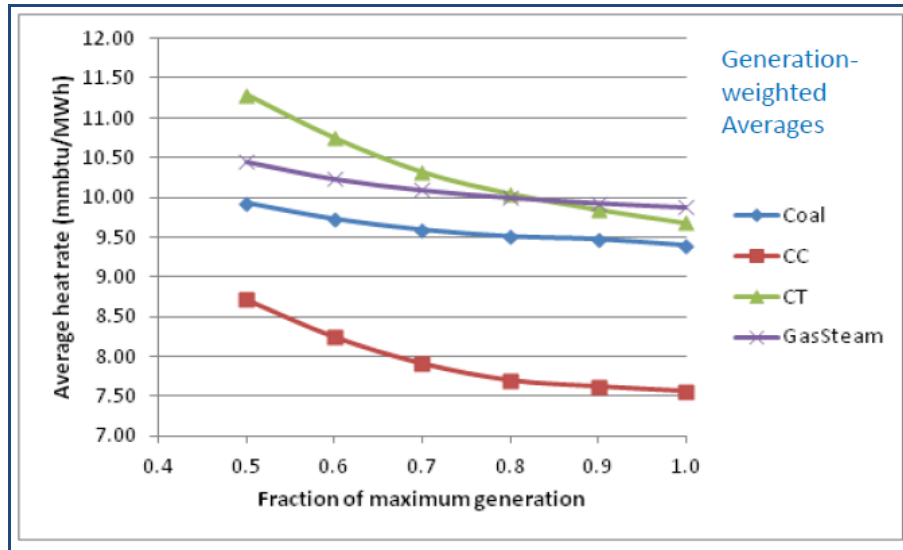


Figura 7.9 Variación del heat rate y emisiones CO2 en función del porcentaje de carga.

Fuente: Impacts of Renewable Generation on Fossil Fuel Unit Cycling: Costs and Emissions. NREL

La medición se realizó de 6 AM a 18 PM, 12 horas en que se opera a plena carga, mientras en las otras 12 horas se disminuye generación para optimizar el uso de ERNC en la zona. Por lo tanto, se consideró un ahorro diario de un 3% en el consumo de carbón valorado al costo de la tonelada de carbón australiano proyectado por el banco mundial y considerando una disminución en el factor de planta en forma paulatina hasta llegar a un 30% en el año 2030.

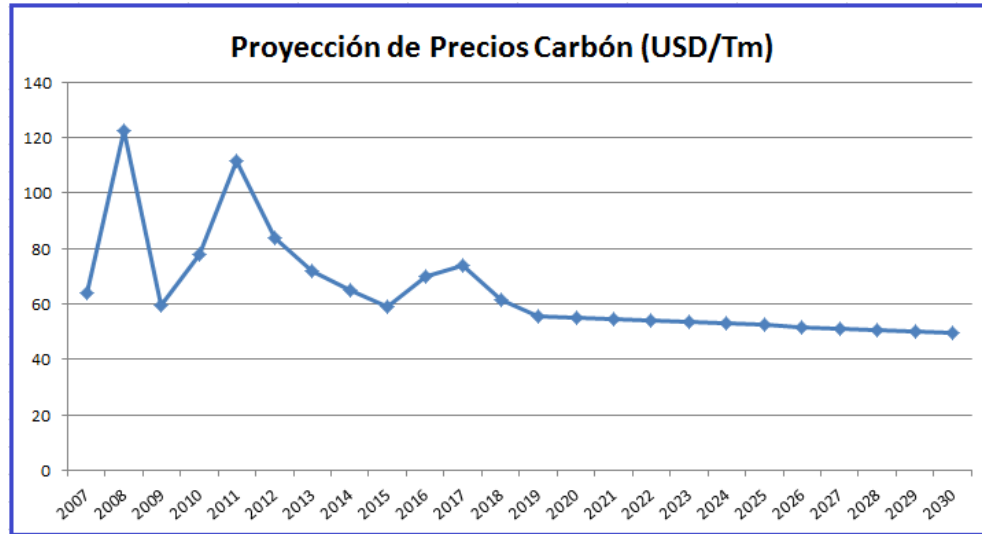


Figura 7.10 Proyección Costos Carbón Australiano al año 2030.

Fuente: <http://pubdocs.worldbank.org/en/926111485188873241/CMO-January-2017-Forecasts.pdf>

Además, se evaluó el ahorro producto de la posibilidad de detener equipos auxiliares debido a la detención de dos generadores de vapor (Calderas) embancadas a la espera de encender a requerimiento del CEN.

Para evaluar este ahorro se consideraron los consumos de energía de cada equipo detenido a costo marginal proyectado por estudios realizados por Systept 2017 en la barra Alto Jahuel 220 kV.

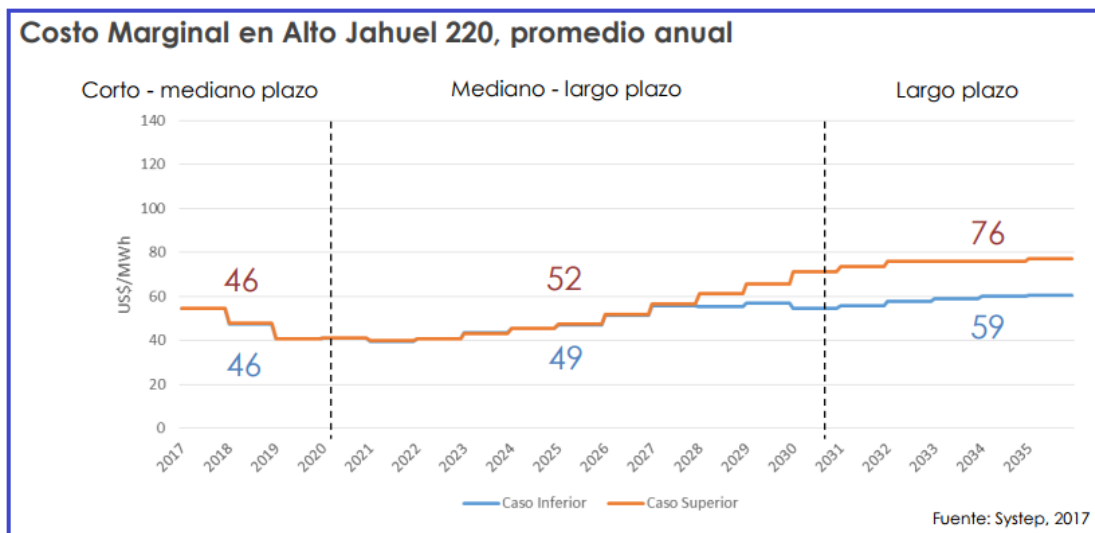


Figura 7.11 Proyección CMg en barra Alto Jahuel 220 kV al año 2035.

Fuente: <http://www.apemec.cl/wp-content/uploads/2017/06/1.-Hugh-Rudnick-Systep-y-PUC.pptx.pdf>

Se evaluó, además, el ahorro en pago de impuestos por concepto de emisiones de CO₂ relacionados directamente con el ahorro en consumo de carbón.

Para esto, con el cálculo anual de ahorro en consumo de carbón se calcularon los ahorros en término de emisiones de CO₂ considerando que por cada kg consumido de carbón se emiten 2,34 kg de CO₂.

En resumen, los ahorros por concepto de combustible alcanzan un valor promedio de MMUSD 1,7 anuales. Por concepto de ahorro en consumos propios alcanza un promedio de MMUSD 1,5 anuales. Por concepto de menor pago de impuestos por emisiones de CO₂, el ahorro alcanza un promedio de MUSD 358 anuales.

Tabla 7.2. Resumen evaluación económica propuesta.

INVERSIÓN (USD)	9.493.351
TASA DE RETORNO	12%
PERIODO (Años)	15
TIR	44%
VAN (USD)	16.628.546

INVERSIÓN MAX.(USD)	26.121.897
----------------------------	-------------------

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla anterior se indica como valor máximo de inversión admisible (VAN de USD=0) MMUSD 26.

8 CONCLUSIONES

La transformación del sistema eléctrico nacional debido al ingreso de grandes bloques de ERNC intermitente requiere de un sistema robusto, confiable y flexible.

Los niveles de flexibilidad con que actualmente cuenta nuestro sistema son menores a los estándares de flexibilidad a nivel internacional. Por lo anterior, es necesario realizar mejoras técnicas y operacionales tendientes a elevar el nivel de flexibilidad de la red eléctrica nacional.

El ingreso de nuevas tecnologías a nuestro sistema trae beneficios en cuanto a diversificar nuestra matriz, disminución de riesgos de mercado al depender en menor manera de combustibles fósiles traídos desde el extranjero, limpiar nuestra matriz mediante la utilización de energías menos contaminantes y disminuir el precio de la energía a través de tecnologías cada vez más competitivas. A la vez, presenta grandes desafíos, orientados a minimizar el aumento en los costos globales del sistema producto de un mayor requerimiento de servicios complementarios necesarios para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema, operando, además, en forma económicamente eficiente.

El ciclismo operativo a la que se ven sometidas las unidades convencionales vapor-carbón impacta directamente en los costos operacionales debido a que la mayoría de ellas fueron diseñadas para operar en carga base. Esto implica un número acotado de partidas y ciclos térmicos en un determinado periodo. Al adoptar esta nueva forma de operar las centrales son sometidas a estrés térmicos y mecánicos que provocan un deterioro anticipado de mecanismos y sistemas acortando su vida útil y aumentando los niveles de indisponibilidad y los periodos de mantenimiento, disminuyendo con esto la confiabilidad del parque térmico.

La disminución de la confiabilidad se ve reflejada en el aumento de las tasas de salida forzada de las unidades de generación térmica, relacionada directamente con la cantidad y tipo de operación cíclica a la que se ven expuestas.

Los costos de operación cíclica están asociados al incremento en los costos de capital y mantenimiento, costos de partida, costos de energía y costos de disminución de la eficiencia.

Los efectos de la operación cíclica y el comportamiento de las unidades térmicas dependerán del tipo de central, su diseño, historial de mantenimiento y operación.

Una forma de minimizar los costos provocados por el Cycling es adoptar las recomendaciones entregadas a través de diversos estudios de organismos e instituciones ligadas al rubro energético, entre ellas están las realizadas por consultoras en el mismo mercado nacional e internacional analizadas en la presente tesina y que implican modificaciones físicas y a procedimientos operacionales tendientes a preparar las unidades para desempeñarse de mejor forma frente al mayor desgaste producto de la mayor variabilidad en su operación. Esta variabilidad incluye distintas formas de operar; flexible, dos turnos y reserva detenida, todas con distintos tipos de implicancia en cuanto al impacto en los sistemas.

El aumento en los costos operacionales se estimó en USD/MW 59.000.

Las limitaciones a la hora de realizar determinadas modificaciones o "retrofit" a las unidades de generación térmica existentes están dadas principalmente por aspectos económicos relativos a las proyecciones de despacho de la unidad, periodo de vida útil remanente y beneficio económico a obtener. Teniendo en cuenta lo anterior es que se evaluó la factibilidad de modificar los flujos de vapor desde las calderas hacia las

respectivas turbinas instalando “manifolds” de distribución con sus respectivas válvulas de incomunicación, soportación, instrumentación, etc.

La implementación de la mejora arrojó una inversión necesaria de MMUSD 9,5.

La mejora busca obtener variados beneficios:

- Mejoras en heat rate producto de operar en rangos de mayor eficiencia (Sobre el 80% nominal, Ahorro en combustible)
- Menor costo por concepto de impuesto por emisión de CO₂.
- Menores consumos propios producto de detención de equipos auxiliares relacionados a calderas detenidas.
- Vapor disponible para calentamiento de turbinas en virado, en caso de ser solicitadas en reserva.
- Posibilidad de disminuir mínimos técnicos dependiendo de limitaciones de turbina.
- Disponibilidad de equipos para realizar mantenciones preventivas y/o correctivas.
- Mejora en rampas de variación de carga.
- Disminución en tiempos de partida.

Se evaluaron ahorros por concepto de mejora en heat rate, determinando un ahorro en combustible (Carbón) de un 3%, equivalentes a MMUSD 1,7 anuales.

Con el cálculo anual de ahorro en consumo de carbón se calcularon los ahorros en término de emisiones de CO₂ considerando que por cada kg consumido de carbón se emiten 2,34 kg de CO₂.

Por concepto de menor pago de impuestos por emisiones de CO₂, el ahorro alcanza un promedio de MUSD 358 anuales.

Se evaluó, además, el ahorro por concepto de disminución de consumos propios al permanecer 7 horas al día dos de cuatro calderas detenidas

durante operación a mínimo técnico. Esto permite la detención de equipos auxiliares relacionados, determinando un ahorro de MMUSD 1,5 anuales.

Al realizar la evaluación económica del proyecto arrojó los siguientes resultados:

Tabla 8.1 Resumen evaluación económica propuesta.

INVERSIÓN (USD)	9.493.351
TASA DE RETORNO	12%
PERIODO (Años)	15
TIR	44%
VAN (USD)	16.628.546

INVERSIÓN MAX.(USD)	26.121.897
----------------------------	-------------------

Fuente: Elaboración propia.

Se concluye, además, que es altamente recomendable realizar la modificación propuesta en los flujos de vapor tomando en cuenta las recomendaciones del fabricante (OEMS) y estado de las unidades de la respectiva central. Esto contribuye a flexibilizar el sistema eléctrico utilizando tecnologías existentes en el mercado nacional. (Plantas de carbón convencionales)

La modificación evaluada contribuye, además, al aumento de la flexibilidad del parque generador, aumentando los niveles de integración óptimos del parque ERNC intermitente de acuerdo a los análisis realizados por la Mesa ERNC, a mayor flexibilidad del sistema, mayor nivel de integración ERNC.

Se debe tener en consideración que a medida que aumentan los niveles de integración las unidades convencionales vapor-carbón incrementan el número de ciclos de partida/detenciones anuales en comparación a lo que presenta el parque actual, provocando un aumento en los costos a niveles

que pueden, incluso, quedar fuera del despacho producto del incremento de sus costos variables debido la inclusión de los costos relacionados con el “cycling”.

De esta forma, tomando en cuenta la importancia de la operación de estas unidades para el sistema, es que se hace necesario implementar el mecanismo de Servicio Complementario de “Cycling”, objeto se reconozcan los costos relacionados con dicha condición de operación, evitando alterar el orden de mérito económico a fin de asegurar mejores oportunidades de despacho.

La implementación del servicio complementario de “Cycling” contribuiría a incentivar el incremento de los niveles de flexibilidad de sus unidades de generación a las empresas correspondientes, aportando flexibilidad al sistema optimizando la integración de ERNC intermitente.

9 BIBLIOGRAFIA

[1] Measurement of the impacts in the Chilean main electric power system due to intermittent non-conventional renewable generation, I.A. Urzua, J.C. Olmedo, E.E. Sauma.

[2] Power Plant Cycling Costs. April 2012 N. Kumar, P. Besuner, S. Lefton, D. Agan, and D. Hilleman Intertek APTECH Sunnyvale, California NREL Technical Monitor: Debra Lew

[3] Generator Cycling due to High Penetrations of Wind Power by Niamh Troy.

[4] Cycling of conventional power plants: technical limits and actual costs. Kenneth Van den Bergh, Erik Delarue. TME WORKING PAPER - Energy and Environment. Last update: March 2015.

[5] Efectos técnico-económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING: Escenario año 2017. ESTUDIO 2015. CDEC-SING.

[6] Informe Final “MESA ERNC”. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura”.

[7] EPRI: Damage to Power Plants Due to Cycling

[8] Assessment of startup period at coal-fired electric generating units. US EPA.

[9] The Cost of Cycling Coal Fired Power Plants. By: Steven A Lefton, Phil Besuner APTECH Engineering Services.

[10] Flexible Coal Evolution from Baseload to Peaking Plant, Jaquelin Cochran, Debra Lew, Nikhil Kumar, National Renewable Energy Laboratory, Intertek.

[11] Impacts of Wind Generation Integration, electric power research institute.

[12] Innovations in operational flexibility, Neva Espinoza, Electric Power Research Institute.

[13] www.apemec.cl/wp-content/uploads/2017/06/1.-Hugh-Rudnick-System-y-PUC.pptx.pdf

[14] Tesina “Análisis de la incorporación de generación ERNC de tipo intermitente para una integración técnica y económica óptima con el parque de generación térmica”, Autor Carlos Mante, MEE UTFSM 2016.

[15] Flexibility conference Chile 2016, Engie Lab.