UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Resolución del flujo de potencia óptimo en corriente alterna y aplicación del método a la planificación de la expansión de la generación eléctrica

Memoria de titulación para optar al título de:
Ingeniero Electricista

AUTOR
Nicolás Solís Llanos

PROFESORES GUÍA
Ignacio Antonio Calle
Victor Hugo Hinojosa Mateus

Agosto - 2017

Cuando quieres algo, todo el universo conspira para que realices tu deseo
– El Alquimista de Paulo Coelho

Agradecimientos

A mis viejos queridos, quisiera agradecer por el apoyo incondicional en toda mi estadía en la universidad, por leer y releer este trabajo y lo más importante, por entregarme educación

A mi familia, sin su ayuda, ánimo y fuerza nada de esto hubiese sido posible

Agradecer a los señores Ignacio Calle y Víctor Hinojosa, por la oportunidad de realizar este trabajo bajo su tutela y la paciencia de trabajar conmigo.

A mis amigos, sin su ayuda me hubiese rendido a mitad de camino. En especial a mi querido equipo de futbol 'Curao no vale' que sin darme cuenta se transformaron en parte de mi familia.

A las personas que quedaron en el camino pero que se tomaron la molestia de compartir un momento junto a mi

Tabla de contenidos

Índice general **I**

Índice de tablas **IV**

Índice de figuras **VII**

Nomenclatura **VIII**

Resumen **X**

Índice general

1. Introducción **1**

1.1. Objetivos 1

1.2. Alcance 2

2. Revisión técnica de la literatura **3**

2.1. ¿Que es la planificación de la expansión de la generación eléctrica? 3

2.2. Modelos de planificación 3

2.3. Algoritmos de optimización 5

2.4. Planificación de la expansión de la generación y transmisión eléctrica 5

3. Planificación de la expansión de la generación eléctrica **8**

3.1. Factores económicos 8

3.2. Factores técnicos 9

3.3. Operación de sistemas con corriente continua 10

3.4. Operación de sistemas con corriente alterna 11

4. Modelos de planificación **14**

4.0.1. Variables de decisión 14
4.0.2. Plan de generación propuesto 14
4.0.3. Energía no abastecida 14
4.0.4. Modelación de la demanda 14
4.0.5. Horizonte de trabajo 16
4.1. Construcción del modelo de planificación 16
4.1.1. Planificación DC 18
4.1.2. Formulación del modelo de planificación AC 19
4.2. Metodología de resolución 22
4.3. Comparación de las soluciones entregadas por los algoritmos DC y AC 22

5. Casos de estudio **23**
5.1. Caso 1 A: sistema Garver 23
5.2. Caso 1 B: sistema Garver 25
5.3. Caso 2: sistema *IEEE* de 57 barras 26
5.4. Caso 3: sistema *IEEE* de 118 barras 29
5.5. Caso 4: Modelación de carga según día tipo 33
5.6. Caso 5: planificación de compensaciones reactivas 36

6. Resultados aplicados a los modelos de planificación y operación **38**
6.1. Simulación del caso 1 A 38
6.2. Simulación del caso 1 B 40
6.3. Simulación del caso 2 44
6.4. Simulación del caso 3 53
6.5. Simulación del caso 4 57
6.6. Simulación del caso 5 58

7. Resumen final y conclusiones **60**
7.1. Trabajos futuros 61

8. Anexos **62**
A. Sistema Garver de 6 barras caso 1 A 62
B. Sistema Garver de 6 barras caso 1 B y caso 4 62
C. Sistema *IEEE* de 57 barras 63

D. Sistema *IEEE* de 118 barras 67
E. Sistema Garver, planificación considerando día tipo 74
F. Modelo de planificación DC 75

Índice de tablas

5.1. Perfil de crecimiento de 5 años 24
5.2. Perfil de crecimiento de 12 años 24
5.3. Perfil de crecimiento de 20 años 24
5.4. Datos de generación propuesto para sistema Garver 1 A de 6 barras 24
5.5. Datos para la carga inicial del sistema Garver 1 A de 6 barras 25
5.6. Datos para la carga inicial del sistema Garver 1 B de 6 barras 25
5.7. Datos de generación propuesto para sistema Garver 1 B de 6 barras 25
5.8. Perfil de crecimiento de 15 años 26
5.9. Datos de variables para flujo de potencia, sistema 57 barras 28
5.10. Datos de energía no abastecida, sistema 57 barras 29
5.11. Perfil de crecimiento de 7 años 30
5.12. Datos de generación propuesto para sistema *IEEE* de 118 barras 30
5.13. Datos de variables para flujo de potencia, sistema 118 barras, parte 1 32
5.14. Datos de variables para flujo de potencia, sistema 118 barras, parte 2 32
5.15. Datos de generación propuesto simulación del caso 4 36
5.16. Perfil de crecimiento de 6 años 36
5.17. Datos de generación propuesto para sistema Garver de 6 barras 37
5.18. Perfil de crecimiento de 5 años 37
5.19. Datos para la carga inicial del sistema Garver de 6 barras 37
6.1. Resultado de inversión con horizonte 5 años 38
6.2. Resultado de inversión con horizonte de 12 años 39
6.3. Resultado de inversión con horizonte de 20 años 39
6.4. Resultado de inversión con horizonte de 15 años 40
6.5. Datos de variables para resultado de planificación DC 41
6.6. Datos de variables para resultado de planificación AC 41
6.7. Perfil de crecimiento 3 años 44
6.8. Datos de generación propuesto para sistema *IEEE* de 57 barras 44
6.9. Resultado de inversión con horizonte de 3 años 44
6.10. Datos de generación virtual para resultado de planificación, sistema 57 barras 45
6.11. Tensiones en límite, sistema 57 barras 46
6.12. Perfil de crecimiento 4 años 47

6.13. Datos de generación propuesto para sistema *IEEE* de 57 barras 47
6.14. Resultado de inversión DC con horizonte de 4 años 47
6.15. Resultado de inversión AC con horizonte de 4 años 48
6.16. Perfil de crecimiento 7 años 48
6.17. Resultado de inversión DC con horizonte de 7 años 49
6.18. Resultado de inversión AC con horizonte de 7 años 49
6.19. Perfil de crecimiento 18 años 50
6.20. Resultado de inversión con horizonte de 18 años 50
6.21. Resultado de inversión con horizonte de 18 años 51
6.22. Resultado de inversión DC con horizonte de 7 años 53
6.23. Resultado de inversión AC con horizonte de 7 años 53
6.24. Perfil de crecimiento, sistema *IEEE* de 118 barras 55
6.25. Resultado de inversión DC con horizonte de 8 años 56
6.26. Resultado de inversión AC con horizonte de 8 años 56
6.27. Datos de generación virtual para resultado de planificación, sistema 118 barras 57
6.28. Resultado planificación, 72 bloques DC 57
6.29. Resultado planificación, 72 bloques AC 57
6.30. Resultado planificación, 4 bloques DC 58
6.31. Resultado planificación, 4 bloques AC 58
6.32. Resultado planificación, con compensación reactiva DC 58
6.33. Resultado planificación, con compensación reactiva AC 58
6.34. Planificación reactivo 59
6.35. Resultado planificación DC, sin compensación reactiva 59
6.36. Resultado planificación AC, sin compensación reactiva 59
6.37. Datos de generación virtual caso 5, sin compensación reactiva 59
8.1. Datos de generación existente para sistema Garver caso 1 A 62
8.2. Datos de líneas de transmisión para sistema Garver caso 1 A 62
8.3. Datos de generación existente para sistema Garver caso 1 B 62
8.4. Datos de líneas de transmisión para sistema Garver caso 1 B 63
8.5. Datos de generación existente para sistema *IEEE* de 57 barras 63
8.6. Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 57 barras, parte 1 64
8.7. Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 57 barras, parte 2 64

8.8. Datos para la carga inicial del sistema *IEEE* de 57 barras, parte 1 65
8.9. Datos de generación existente para sistema *IEEE* de 57 barras, parte 2 66
8.10. Datos de generación existente para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 1 67
8.11. Datos de generación existente para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 2 67
8.12. Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 1 68
8.13. Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 2 68
8.14. Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 3 69
8.15. Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 4 69
8.16. Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 5 70
8.17. Datos para la carga inicial del sistema *IEEE* de 118 barras, parte 1 71
8.18. Datos para la carga inicial del sistema *IEEE* de 118 barras, parte 2 72
8.19. Datos para la carga inicial del sistema *IEEE* de 118 barras, parte 3 73
8.20. Datos de generación existente para sistema Garver caso 5 74
8.21. Datos de líneas de transmisión para sistema Garver caso 5 74
8.22. Datos para la carga inicial del sistema Garver, Caso 5, parte 1 74
8.23. Datos para la carga inicial del sistema Garver, Caso 5, parte 2 75
8.24. Datos para la carga inicial del sistema Garver, Caso 5, parte 3 75

Índice de figuras

3.1. Costo variable de generación 10
3.2. Modelo de línea de transmisión 13
4.1. Curva de duración de carga 15
4.2. Estructura de planificación 17
5.1. Topología del sistema Garver 1 A de 6 barras 23
5.2. Topología del sistema *IEEE* de 57 barras 27
5.3. Topología sistema *IEEE* de 118 barras 31
5.4. Representación de la demanda para todos los días del año 33
5.5. Curva de demanda para días laborales 34
5.6. Curva de demanda para días semi laborales 34
5.7. Curva de demanda para días no laborales 35
5.8. Demanda por nodo 35
6.1. Distribución de potencia reactiva para planificación DC, sistema Garver de 6 barras . 42
6.2. Distribución de potencia reactiva planificación DC y compensación, sistema Garver de 6 barras 42
6.3. Distribución de potencia reactiva planificación AC, sistema Garver de 6 barras 43
6.4. Distribución de potencia reactiva planificación DC y compensación, sistema *IEEE* de 57 barras 51
6.5. Distribución de potencia reactiva planificación AC, sistema *IEEE* de 57 barras 52
6.6. Distribución de potencia reactiva para planificación DC, sistema *IEEE* de 118 barras . 54
6.7. Distribución de potencia reactiva planificación DC y compensación, sistema *IEEE* de 118 barras 54
6.8. Distribución de potencia reactiva planificación AC, sistema *IEEE* de 118 barras 55

Nomenclatura

$\alpha_{i,j}$:	Ángulo de tensión
$\phi_{i,j}$:	Ángulo de admitancia
τ:	Conjunto de años
Γ_p:	Factor de actualización monetario
$\Gamma_{p\ \infty}$:	Factor de actualización monetario tendiendo a infinito

B:	Conjunto de generadores propuestos
B_{ij} :	Susceptancia de línea
B_C:	Conjunto de bloques de carga
CI_g :	Costo de inversión
CO_g :	Costos de operación, mantenimiento y administración
Dem_t^{max} :	Demanda máxima anual
E:	Conjunto de generadores existentes
FC_g :	Costo de combustible generador
G_P :	Conjunto de generadores
h_b :	Horas por bloque de carga
n:	Conjunto de barras del sistema de transmisión
$N_{g,t}$:	Variable de decisión para el generador
N_g^{max} :	Máximo de unidades
P_{ij} :	Potencia activa por línea de transmisión
$P_{g,b,t}$:	Potencia activa generada
P_g^{max} :	Potencia activa máxima generador
$P_{i,j,b,t}$:	Flujo de potencia activa por extremo i de línea de transmisión
$P_{j,i,b,t}$:	Flujo de potencia activa por extremo j línea de transmisión
$P_{i,j}^{min}$:	Flujo de potencia activa mínimo por línea de transmisión
$P_{i,j}^{max}$:	Flujo de potencia activa máximo por línea de transmisión
$Pd_{i,b,t}$:	Demanda de potencia activa
Q_{ij} :	Potencia reactiva por línea de transmisión
$Q_{g,b,t}$:	Potencia reactiva generada
Q_g^{min} :	Potencia reactiva mínima generador
Q_g^{max} :	Potencia reactiva máxima generador

$Q_{i,j,b,t}$:	Flujo de potencia reactiva por extremo i de línea de transmisión
$Q_{j,i,b,t}$:	Flujo de potencia reactiva por extremo j de línea de transmisión
$Q_{i,j}^{min}$:	Flujo de potencia reactiva mínimo por líneas de transmisión
$Q_{i,j}^{max}$:	Flujo de potencia reactiva máximo por líneas de transmisión
$Qd_{i,b,t}$:	Potencia Reactiva de la carga
R :	Porcentaje de reserva
$S_{i,j,b,t}$:	Flujo de potencia aparente por extremo i de líneas de transmisión
$S_{j,i,b,t}$:	Flujo de potencia aparente por extremo j de líneas de transmisión
$S_{i,j}^{max}$:	Flujo de potencia aparente máximo por línea de transmisión
T :	TAP del transformador
t:	Año del periodo de inversión
V:	Conjunto de generadores virtuales
$V_{i,j}$:	Magnitud de tensión
$V_{i,j,b,t}$:	Módulo de tensión
$V_{i,j}^{min}$:	Módulo de tensión mínimo
$V_{i,j}^{max}$:	Módulo de tensión máximo
$VoLL_p$:	Costo energía no suministrada, demanda de potencia activa
$VoLL_q$:	Costo energía no suministrada, demanda de potencia reactiva
$Y_{i,j}$:	Admitancia serie de línea ij
Y_{ii} :	Admitancia derivación en línea ij
Yc_i :	Admitancia de compensación para inversión en nodo i
Yg_i :	Admitancia de compensación parte real
Yb_i :	Admitancia de compensación parte imaginaria
z:	Tasa de actualización monetaria

Resumen

Este trabajo presenta una formulación matemática aplicada al problema de planificación de la expansión de la capacidad de generación eléctrica. Teniendo como objetivo principal el desarrollo de un modelo que represente la no linealidad de los sistemas de potencia de forma fehaciente. Así, la construcción del modelo matemático queda compuesta por costos representativos a la inversión de nuevas plantas y la operación del sistema se considera en corriente alterna.

La creación del código de planificación está fundado en programación no lineal entera-mixta *(MINLP)*. Para llevar a cabo la resolución el desarrollo computacional es escrito sobre el lenguaje de programación *Python*, de esta manera el código logra su ejecución mediante el intérprete *Pyomo* encargado de conectar el modelo con los algoritmos de optimización.

La ventaja que presenta modelar la operación del sistema en corriente alterna se refleja en la certeza de la solución, modificando la topología del sistema de forma óptima. Por otro lado, la complejidad computacional aumenta de forma significativa producto de la no linealidad en la distribución de potencias por las líneas del sistema.

Por el contrario, la metodología utilizada en corriente continua plantea un modelo lineal entero-mixto *(MILP)*, entregando resultados aproximados que abordan únicamente la distribución de potencia activa, gracias a esto el modelo se caracteriza por tener bajo esfuerzo computacional.

La estructura del estudio concluye con la aplicación del algoritmo a sistemas *IEEE*, buscando generar un contraste entre las dos formas de planificar. Finalmente, se incluye el análisis de un flujo de potencia para el programa de inversión DC, con el propósito de demostrar la importancia de la potencia reactiva en la distribución de los flujos de carga.

Abstract

This Works offers a mathematical formulation aplied to the planification problem considering the expansión of the electric generation capacity. The objetives of this document is the development of a model that represents the non lineality of the power systems in a reliable way, so the construction of the new plants and operation systems is in terms of AC Current.

The creation of the planification codex is founded on mixted-integer non lineal programming *MINLP*, so that the founding Stone of the computational develpments is written on the Programming language. This way, the codex manage his resolution trhgough their program associated *Pyomo* whos function is to conect the model with the algorithms of optimization.

The advantage of representing the operation of the system in AC Current, is reflected on the Accuracy of the solution, modifing the topology of the system in an optimal way. but, the computational complexity increases significanlty cause of the power distribution of the transmission lines.

On the contrary, the metodology used in DC shows a Integer-mixted lineal model *MILP*, delivering Solutions that only deliver the Active Power for distribution of energy using low computational Resources.

The structure of this study concludes with the aplication the algorithm to IEEE systems, generating a contrast betwen the two ways of planning (AC and DC). Finally, the analisys of a DC Power Flow is included, with the intention of proving the importance of the reactive power in the distribution planning power flows.

1. Introducción

Esta nueva propuesta a la planificación de expansión de la generación, desarrolla un método de adaptación de las centrales eléctricas al crecimiento de la demanda contemplando los efectos no lineales en forma integral. Esta característica del modelo es traducida en el aumento de las variables eléctricas involucradas en la transmisión de energía. Por el contrario, en los algoritmos de planificación lineales, se detecta la problemática de planificar a través de una aproximación, desestimando gran parte del problema de transferencia de potencia activa, reactiva y calidad de servicio.

El impacto de modelar la operación en corriente alterna (AC), es de trascendente importancia para lograr un crecimiento consistente en las redes de potencia. Así, mejorar de forma importante la adaptación del crecimiento a través del ajuste óptimo en la construcción de las plantas de generación. Además, la construcción del problema de operación promete tener una relación más estrecha con la inversión final en el sistema de potencia.

De manera consecuente la planificación de generación en corriente alterna es posible gracias al desarrollo de la industria computacional y su crecimiento exponencial para procesar datos de alta complejidad, seguido del gran progreso en algoritmos para resolver problemas de optimización con ecuaciones no lineales y variables enteras.

1.1. Objetivos

- Generales:
  - Crear un algoritmo de optimización basado en lenguaje *python* y el intérprete *Pyomo*, que sea capaz de resolver problemas de sistemas eléctricos mediante un flujo de potencia óptimo en corriente alterna.
  - Ampliar este algoritmo a problemas de planificación de la expansión de la generación de sistemas eléctricos de potencia, incorporando las variables de decisión al problema de operación económica no lineal, y aplicar dicho algoritmo a sistemas de potencia tipo *IEEE*. Además, analizar métodos de modelación de la carga para optimizar el tiempo de simulación mediante la reducción de escenarios, así como realizar análisis de espacialidad y temporalidad de la misma
- Específicos:
  - Estudiar diferentes modelamientos para la representación y resolución del problema del flujo de potencia óptimo y planificación de la expansión de la generación eléctrica.
  - Analizar ventajas y desventajas, técnicas y económicas, entre los métodos DC y AC.

1.2. Alcance

En este trabajo de memoria, el desarrollo de las simulaciones para el modelo de expansión de generación es resuelto mediante un *solver* de programación no lineal entero-mixto (MINLP), perteneciente al grupo de trabajo *Coin-or* [1] y denominado *Bonmin*. Este trabaja mediante un algoritmo de ramificación y poda, usando un método de punto interior de orden superior.

El estudio es aplicado sobre sistemas clásicos *IEEE*. Con el propósito de analizar las implicancias de este nuevo acercamiento a la planificación de la expansión, y como las variables eléctricas involucradas en el problema se adaptan a la transmisión de energía.

Por último, se compara la respuesta técnica de esta propuesta con el método de planificación en corriente continua, para así lograr analizar las diferencias entre los resultados.

2. Revisión técnica de la literatura

Como punto de partida, se realiza una revisión del conocimiento actual acerca del tópico de planificación y del subproblema de operación óptima con flujos de potencia.

Es importante resaltar que la experiencia en la planificación se encuentra desarrollada mayormente en la aproximación DC, por lo que la revisión de estos modelos es evaluada con el propósito de extrapolar las ideas al presente trabajo.

Por el contrario, los artículos que explican modelos de expansión con operación AC, son tratados en profundidad para analizar su metodología, con el fin de replicar estas ideas en la construcción del código.

Continuando con este proceso, es importante conocer los métodos de planificación utilizados en la actualidad, como también los algoritmos encargados de traer solución a la planificación.

En este sentido es relevante tener conocimiento sobre el trabajo actual acerca de los tópicos que involucran la expansión de generación. De esta forma, la información recopilada puede ser de gran ayuda para mejorar la implementación del código y su rendimiento.

2.1. ¿Que es la planificación de la expansión de la generación eléctrica?

La planificación del crecimiento de la generación es el proceso de adaptación de manera ordenada y detallada para las centrales de generación eléctrica al crecimiento paulatino y constante de la demanda.

Es importante planificar el crecimiento del parque generador con exactitud, logrando eficiencia en la transferencia de potencia por las ramas del sistema, seguido de la optimización en los costos de inversión y producción de energía.

2.2. Modelos de planificación

Los modelos de planificación se pueden detallar según aspectos temporales, estilos de simulación y formas de interpretar el sistema eléctrico.

- **Horizonte de análisis**
  La planificación se puede catalogar según la cantidad de años sobre la cual se desea estudiar. De esta forma se presentan a continuación las implicancias de los periodos de tiempo.
  - **Planificación de corto plazo**
    Este modelo es aplicado a escenarios con alta variabilidad en los datos de entrada, como pueden ser la demanda o la estimación de generación en unidades de energía no convencional. El presente horizonte es usado para simulaciones menores a 5 años.
  - **Planificación de mediano plazo**
    El rango promedio de esta simulación se encuentra entre los cinco a veinte años. Debido a la temporalidad en la implementación de la solución y la variabilidad en los mercados eléctricos y de combustible, se transforma en la opción más concurrida, entregando una solución robusta de plazo medio y permitiendo modificar el plan de inversión en años superiores. Así se puede mesurar el impacto técnico con variables sociales y económicas.

- **Planificación de largo plazo**
  Utilizada para definir sectores con gran potencial de generación o polos de inversión en estudios con proyección de crecimiento a largo plazo o de periodos indefinidos. Este tipo de estudios es normalmente empleado para simulaciones sobre los 20 años.

- **Decisiones sobre las inversiones**
  Desprendiéndose del horizonte de análisis, existen dos formas de interpretar el margen de tiempo para un problema de planificación.

  - **Modelo estático**
    El planteamiento de esta metodología incorpora el tiempo para un horizonte específico de trabajo, logrando resultados aislados para un periodo con crecimiento de demanda predefinida.
  - **Modelo dinámico**
    La planificación dinámica obtiene su nombre al añadir la posibilidad de analizar en forma conjunta varios periodos de tiempo para el crecimiento de la demanda inicial.

- **Análisis del problema de operación**
  A continuación se describen las consideraciones generales en la interpretación del sistema de transmisión y la forma de distribución de la potencia.

  - **Modelo de barra única**
    Esta formulación plantea un desacople total entre el problema económico y el problema eléctrico, reduciendo toda la red de transmisión a una barra. En esta se conectan los generadores y las cargas, eliminando los fenómenos eléctricos de transmisión como pueden ser las pérdidas y la capacidad térmica de las líneas del sistema. Por consiguiente, sólo se analizan las variables económicas involucradas en la planificación.
  - **Modelos considerando el sistema de transmisión**
    Este modelo describe el sistema eléctrico, agregando al problema económico las restricciones entregadas por las ecuaciones de transferencia de potencia. De esta forma se obtiene un resultado acotado, que se espera más costoso que el obtenido con el método de barra única pero viable desde un punto de vista eléctrico.
    - **Operación en corriente continua**
      Esta formulación utiliza la distribución de flujos de potencia linealizados, logrando entregar resultados aproximados para la distribución de potencia activa por el sistema.
    - **Operación en corriente alterna**
      Con la operación no lineal se logra un modelo completo del sistema eléctrico, describiendo a cabalidad todas las variables involucradas en la transferencia de potencia por las ramas del sistema.

2.3. Algoritmos de optimización

La mayoría de los problemas planteados en los modelos de planificación involucran su resolución a través de un método de optimización, utilizando algoritmos directamente relacionados con el tipo de programación empleada. Así, dependiendo del modelo de planificación planteado, podemos utilizar los siguientes procedimientos [2]:

- LP: Programación lineal
- NLP: Programación no lineal
- MILP: Programación lineal entera-mixta
- MINL: Programación no lineal entera-mixta

En este trabajo se requiere la utilización de programación no lineal entera-mixta, producto del modelo de planificación de generación eléctrica propuesto. Como subproblema de este método se encuentra la programación no lineal, la cual se emplea como algoritmo de resolución para los problemas de flujo óptimo de potencia.

Los algoritmos de programación lineal y programación lineal entera-mixta, se aplican a problemas de planificación de generación con resolución de flujos de potencia en su aproximación DC.

En consecuencia, los problemas descritos siguen una estructura similar, siendo el objetivo primordial encontrar el valor mínimo o máximo para una función, denominada función objetivo. De esta manera el proceso de optimización está sujeto a restricciones, que son las causales de la naturaleza lineal o no lineal del problema. Por otra parte, las variables involucradas recorren un dominio predefinido y están acotadas en rangos establecidos. Por lo tanto, cuando estas pertenecen a un dominio natural el problema se transforma en uno de tipo entero-mixto.

2.4. Planificación de la expansión de la generación y transmisión eléctrica

La expansión de la generación y la transmisión para sistemas eléctricos son dos temas que se entrelazan de forma frecuente. Si bien el desarrollo de estas técnicas se tratan comúnmente de forma aislada, el resultado final se tiende a extrapolar teniendo como objetivo lograr una planificación conjunta.

De manera previa en [3] hay una recopilación completa de técnicas emergentes tanto de planificación de generación como transmisión. Cabe señalar que constantemente las técnicas aplicadas a un tipo de planificación son replicadas en su contraparte (generación y transmisión).

Como primera parte de esta revisión y considerando el poco desarrollo de modelos en corriente alterna, se presentan algoritmos de planificación en corriente continua. Estos se caracterizan por modificar el alcance del problema genérico sobre la expansión de generación, incorporando variables de interés al estudio de crecimiento.

Al respecto, en [4] se desarrolla el modelo de planificación DC agregando restricciones de despacho para un sistema con energía renovable. Utilizando rampas de carga, tiempo de encendido para las centrales, despacho mínimo y reservas operativas. Estas consideraciones pueden ser incluidas para

expandir el código formulado en este estudio. Sin embargo, el dominio de estas variables nos entrega un modelo de complejidad extensa, muy complicado de aplicar en sistemas reales.

Por otro lado, en [5] se agregan efectos de carga y descarga de vehículos eléctricos considerando el beneficio económico en la reducción de emisiones de CO_2 y NO_x al momento de evaluar el problema de expansión de generación. Desde el punto de vista de la planificación en corriente alterna, los ciclos de carga pueden ayudar al sistema a mantener los parámetros de calidad de transmisión para las horas punta, para esto se debe aplicar un modelo con almacenamiento distribuido de energía.

Un aspecto trascendente a los métodos de planificación, independiente de los algoritmos utilizados para su estudio, es la forma de representar la demanda a través del horizonte de trabajo. El objetivo es aproximar de manera efectiva los efectos temporales y espaciales propios de la variabilidad de las cargas. Por esta razón, en [6] se propone una manera de seleccionar días representativos tomando en cuenta los efectos que refleja la inclusión de energías renovables no convencionales. Resultando en una reducción representativa de escenarios para la planificación, con el propósito de lograr resultados acertados con menor esfuerzo computacional.

Otro punto sustancial para planificar, son las políticas de expansión energética y el efecto en el desarrollo de los modelos. Con este enfoque los autores de [7] y [8] proponen modelos con una fuerte componente de decisiones políticas, orientadas a las energías renovables.

Los autores en [9], incorporan variables de incertidumbre a la curva de demanda producto de la intermitencia de la generación eólica. Además, en el análisis se modela el tiempo de construcción de las líneas de transmisión e incorpora el uso de compensadores FACTS. La implicancia de usar estas unidades de compensación de potencia, puede ser aplicada y desarrollada de forma detallada en el modelo de expansión propuesto.

Como segunda parte de la revisión técnica de la literatura, se presentan en profundidad modelos de planificación AC, con énfasis a las metodologías planteadas en los documentos.

El avance en planificar con modelos AC está poco estudiado para los algoritmos de expansión de generación, esto es debido a la complejidad de sus ecuaciones combinado con la utilidad entregada por el método DC. Por este motivo se ha demorado el desarrollo de técnicas que permitan extender la planificación con operación en corriente alterna.

En [10] se propone una planificación en corriente alterna. A pesar de esto, la formulación trabaja con programación lineal entera mixta. Las ecuaciones de transferencia de energía se aproximan mediante un método que respeta la magnitud de tensión y aproxima los ángulos de ésta en ecuaciones independientes.

Los autores de [11] presentan una planificación de transmisión AC para periodos estáticos agregando una aplicación de iteraciones, de esta manera se expande la metodología del análisis a múltiples periodos.

En [12] se aplican algoritmos de programación no lineal entera-mixta para resolver el problema de expansión de la transmisión, siendo el planteamiento de las restricciones junto a la función objetivo genérico. La riqueza de este material se aprecia en las tablas comparativas, en donde se presentan distintos escenarios para el mismo problema, estos se crean a través del relajamiento en las restricciones y el acotamiento en los datos de entrada.

La metodología propuesta en [13] se caracteriza por tener incluido en el análisis compensaciones en

derivación, a éstas se le agrega una función de costos dependiendo del valor de potencia reactiva que esté aportando al sistema. El método utilizado es optimización por enjambre *(swarm optimization)*. Si bien la metodología se aleja de lo planteado en este trabajo, la representación del costo de las compensaciones puede ser utilizado en un trabajo futuro.

El artículo [14] estudia un modelo en corriente alterna resuelto a través de programación entera-mixta, acompañado de programación cónica [15] para resolver el problema de operación. Así, se propone un modelo disyuntivo teniendo en cuenta una aproximación a las ecuaciones no lineales.

Concluyendo esta revisión, se presentan trabajos que incluyen en su formulación el tópico de la expansión de la generación, si bien no son exclusivos a este tema, nos proporcionan un acercamiento al tema central de esta memoria.

En [16], nuevamente se propone una planificación en corriente alterna mediante una relajación cónica de segundo orden, generando un algoritmo de programación MICP *(mixed integer second order conic programing)*. Se procede identificando el comportamiento no lineal en la ecuación de transferencia de potencia, la cual se relaja incorporando variables auxiliares.

Lo propuesto en [17] es aplicado a la expansión conjunta, la particularidad de este documento viene a través de la descripción de la potencia planificada, la cual utiliza un número real como variable de decisión. De esta forma queda expresado el monto de inversión por cada $[MW]$ que el sistema necesite construir para abastecer la demanda.

3. Planificación de la expansión de la generación eléctrica

Desde un punto de vista global la planificación se describe, como el problema de entrelazar la operación del sistema eléctrico con los costos asociados a la construcción de nuevas centrales. En otras palabras, se analizan los factores económicos de la inversión y el impacto de éstos en la operación del sistema eléctrico al considerar añadir una fuente de energía adicional.

La operación del sistema puede ser descrita mediante flujos de potencia en corriente continua o corriente alterna, modificando de forma profunda la manera de calcular la transmisión de energía a través del sistema. De esta forma, la operación en corriente continua toma en cuenta sólo la potencia activa, simplificando las ecuaciones de transferencia de potencia. Consecuentemente, la planificación en corriente alterna logra mesurar de forma muy completa la operación del sistema. Sin embargo el modelo de planificación adquiere una complejidad extensa.

A continuación se describen los aspectos generales de la inversión, continuando con la documentación para los efectos técnicos de la operación y como se modelan los elementos eléctricos en cada caso, luego se da paso a las variables que describen el problema de planificación. Finalmente, se describe el modelo tomando en cuenta la conjunción de los factores técnicos y económicos.

3.1. Factores económicos

La eficiencia del proceso de inversión tiene como fin aumentar la capacidad de generación ocasionando equilibrio entre el mayor beneficio y los menores costos posibles [18], para esto se describen a continuación los factores económicos relacionados a la inversión en el problema de planificación.

Los costos de inversión y de funcionamiento para las centrales eléctricas tienen asociación directa con las decisiones de construcción, de esta forma los factores económicos en este trabajo se explican a través de los costos de inversión, combustible, operación, mantenimiento y administración. El objetivo es encontrar el equilibrio entre la inversión y la operación, para así lograr optimizar el impacto que resulta de construir una central que se ajuste a las necesidades requeridas.

Es un error usual pensar que la inversión inicial de una central debe ser lo más económica posible, ya que en horizontes de trabajo de largo plazo, los costos de operación toman mayor relevancia que el gasto inicial de inversión. En consecuencia, el costo en conjunto de inversión más operación pueden resultar mayor que invertir en una central con costo inicial elevado y costo de operación módico. De forma consecuente la manera de modelar la parte económica de la central es fundamental para obtener un resultado óptimo.

Cabe señalar que los costos presentados en el anexo están normalizados según la potencia máxima que pueda generar cada central, así se utiliza el valor de inversión y operación equivalente a la construcción de una unidad de potencia.

El detalle de los costos involucrados en el modelo de este trabajo para las centrales eléctricas se explican a continuación.

Costos de inversión:

Los costos de inversión o costos pre-operativos corresponden a aquellos que se incurren en la adquisición de los activos necesarios para poner el proyecto en funcionamiento. Estos van desde la obtención de los módulos de generación a la mano de obra necesaria para montar el proyecto.

Costos de operación:

Llamaremos costo de operación al conjunto de gastos necesarios para mantener el funcionamiento regular de la central, estos involucran además de los costos de operación, el mantenimiento de la central y los costos administrativos.

Este conjunto de costos pertenece a los costos fijos, los cuales son independiente del volumen de energía que genere la central. Finalizando, los costos operativos son todos aquellos que se dan desde la puesta en marcha del proyecto hasta el final de su vida útil.

Ahora bien, al conjunto de costos de operación se le suma el costo de combustible necesario para producir energía con el fin de abastecer la demanda, este es un costo variable y depende directamente del volumen de energía generado en un periodo, es decir, es el valor monetario que se debe gastar en materia prima para producir 1 [MW/h].

3.2. Factores técnicos

Antes de plantear la metodología de expansión de la generación, es necesario diferenciar los aspectos esenciales de la operación y como éstos se reflejan en el problema de planificación. En este sentido la manera de describir la transmisión de energía es el punto de bifurcación entre esta propuesta y los métodos de planificación en corriente continua.

Para comenzar a esbozar el modelo de planificación, debemos conocer en primer lugar los datos de entrada para el sistema eléctrico en estudio. Estos están compuesto por el sistema de transmisión, el cual permanece constante durante todo el proceso de expansión, así como también el parque de generación existente, si bien este es único en el problema, la solución al aumento de demanda se logra incorporando nuevas fuentes de energía.

Costo de producción de las centrales

Los detalles que se analizan a continuación afectan de igual manera a la planificación, independiente del modelo que se esté usando para describir la operación.

Para la función de costo de energía en el problema, se utiliza una simplificación que consiste en despreciar el factor cuadrático y el factor constante. De esta manera se puede obtener una expresión lineal del costo variable (CV) como se observa en la Figura 3.1. Esta metodología se aplica para reducir la carga computacional del algoritmo, al mismo tiempo es aceptable desde el punto de vista económico debido a que el factor lineal es el más influyente en la función de costos.

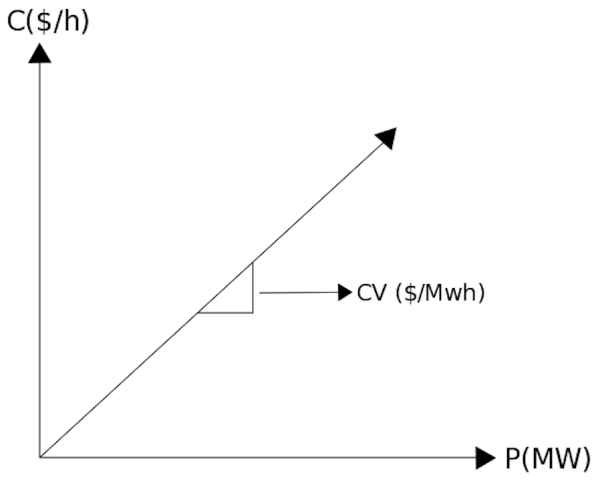

Figura 3.1: Costo variable de generación

Un punto muy importante para el modelo de generación, es señalar que no se toman en consideración los mínimos técnicos de potencia, ésto es debido a la complejidad de agregar una variable binaria para representar el encendido y apagado de las centrales. De otra forma, la central de generación debería entregar su potencia mínima en todos los escenarios que esté presente luego de su construcción.

3.3. Operación de sistemas con corriente continua

Esta metodología trabaja alrededor de la distribución de potencia activa, de esta forma el flujo de carga linealizado es una forma aproximada para resolver las ecuaciones de transmisión de potencia. Este procedimiento se basa en la relación estrecha entre el flujo de potencia activa por la línea de transmisión y la diferencia angular en los extremos de ésta.

Su desarrollo en la literatura es extenso, siendo el planteamiento base para el desarrollo de esta propuesta, ya que conocer íntegramente este modelo nos permitirá plantear las directrices para la expansión a la formulación de planificación en corriente alterna.

Para la simplificación de la formulación se realizan los siguientes supuestos [22]:

- Tensión en todos los nodos del sistema $V = 1[pu]$.
- La diferencia angular de las barras se asume muy pequeño por lo tanto se aproximan las funciones trigonométricas:

$$\cos(\alpha_i - \alpha_j) = 1$$

$$\text{sen}(\alpha_i - \alpha_j) = \alpha_i - \alpha_j$$

- Se eliminan los componentes eléctricos respecto al neutro (shunt).
- La conductancia de línea suele ser mucho menor que la susceptancia $G_{ij} << B_{ij}$, por lo tanto se desprecia.
- Se elimina la relación entre la potencia reactiva Q_{ij} y la magnitud de tensión en las barras.

De esta forma, la Ecuación (3.1) describe la transferencia de potencia linealizada con respecto a la ecuaciones 3.2 y 3.3 :

$$P_{ij} = B_{ij} \cdot (\alpha_i - \alpha_j) \tag{3.1}$$

$\forall\ i, j\ \epsilon\ n$

Donde:

P_{ij} : Potencia activa por línea de transmisión
B_{ij} : Susceptancia de línea
$\alpha_{i,j}$: Ángulo de tensión
n: Conjunto de barras del sistema de transmisión

Modelación de los elementos de un SEP

La linealización de la operación en corriente continua trae consigo un cambio en el modelo eléctrico, éste se simplifica de forma considerable, quedando los elementos del sistema de transmisión modelados por una susceptancia serie, a ésto se le agrega la omisión de potencia reactiva que aportan las centrales.

Es importante mencionar que las resistencias de los elementos se desprecian. En ese sentido la operación en corriente continua no toma en cuenta las pérdidas que son producidas por el transporte de energía. Consecuentemente, se pondera de menor forma la operación al momento de plantear el problema de planificación.

3.4. Operación de sistemas con corriente alterna

La operación en corriente alterna describe detalladamente la distribución de energía por el sistema. Además, permite aproximar de manera minuciosa las pérdidas [19].

Al incorporar un grado de dominio sobre las magnitudes eléctricas se puede extender el estudio hasta lograr la planificación y el control de los márgenes de calidad de servicio.

A continuación, las Ecuaciones (3.2) y (3.3) modelan la transferencia para potencia activa y reactiva entre dos barras consecutivas [20].

$$P_{ij} = V_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot cos(\phi_{ii}) - V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\alpha_i - \alpha_j - \phi_{ij}) \tag{3.2}$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 \cdot \frac{Y_{ii}}{2} - V_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \sin(\phi_{ii}) - V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\alpha_i - \alpha_j - \phi_{ij}) \tag{3.3}$$

$\forall\ i, j\ \epsilon\ n$

Donde:

$V_{i,j}$: Magnitud de tensión
$Y_{i,j}$: Admitancia de línea serie
Y_{ii} : Admitancia de línea en derivación
Q_{ij} : Potencia reactiva por línea de transmisión

$\phi_{i,j}$: Ángulo de admitancia
n: Conjunto de barras del sistema de transmisión

La incorporación de las variables asociadas a la potencia reactiva y la magnitud de tensión, obliga a indagar en el modelo de operación, con la finalidad de explorar el impacto de éstas con miras a la planificación de generación. De igual forma se debe explicar el modelamiento de los elementos pertenecientes al sistema de transmisión.

A continuación se presentan los aspectos relevantes de modelar la operación en corriente alterna y como estos conceptos son abordados con la finalidad de construir el algoritmo de planificación.

Planificación de la generación con integración de potencia reactiva

La potencia reactiva es una variable no considerada en la planificación de generación en corriente continua, esta aproximación bajo ciertos supuestos puede ser acertada. Si se estudia un sistema de potencia con baja influencia de potencia reactiva en sus flujos de carga, el resultado final puede ser muy cercano al valor de un análisis de expansión en corriente alterna.

Sin embargo, la realidad de los sistemas es otra, las cargas por lo general poseen una componente reactiva no despreciable, las líneas de transmisión pueden aportar o demandar de este tipo de energía para alimentar los campos eléctricos y magnéticos relacionados a su geometría. Además, el control de tensión está fuertemente ligado al comportamiento de potencia reactiva en la red. Todo esto nos indica que la potencia reactiva es una parte importante en la operación óptima, y por lo tanto, su estudio es necesario al momento de generar cambios de manera eficiente en un sistema eléctrico.

Nivel de tensión

La transmisión de energía en el sistema eléctrico está directamente relacionada con los niveles de tensión en los extremos de las líneas, así el flujo de carga en el modelo AC puede llegar a tener un punto no factible si las tensiones no son capaces de soportar el traspaso de energía por las ramas del SEP. Por otro lado, el modelo en corriente alterna permite agregar criterios de calidad de servicio sobre las tensiones.

Otra posibilidad a la hora de expandir el parque generador del sistema eléctrico, es el enfoque de la inversión y operación en barras estratégicas con potencial de crecimiento, es decir, acotar los límites en el nivel de tensión con propósitos de generar un polo de desarrollo en una zona adyacente, de forma de subsanar caídas significativas de tensión en un determinado nodo o conjunto de barras de desarrollo industrial o residencial.

Pérdidas

Al resolver el problema de expansión de la generación mediante un algoritmo de optimización, se tendrá como objetivo implícito reducir las pérdidas para la operación, esto dentro de las posibilidades técnicas y económicas. De esta forma las pérdidas adquieren un rol importante en la operación y se relacionan con el resultado a través de la búsqueda de un balance entre energía producida y potencia instalada.

Modelación de los elementos de un SEP

A continuación se presenta la forma de modelar el sistema de potencia cuando se trabaja en corriente alterna y como éste afecta a la construcción del código en el problema de planificación.

Líneas de transmisión

Como se observa en la Figura 3.2, las simulaciones utilizan el modelo de línea π (PI), permitiendo explicar los efectos físicos de la línea para distancias medias [21], suficientes para el alcance del análisis buscado en este trabajo.

Al ser un modelo de planificación en corriente alterna, la parte real de la impedancia serie no es despreciada dando cabida a las pérdidas en el modelo, además se consideran las admitancias *shunt*, ya que son relevantes en el análisis de potencia reactiva y control de tensión. Todo esto permite tener una visión más completa y real del flujo de potencia a través de la línea de transmisión.

Es importante señalar que el modelo de la línea obliga a calcular los flujos de potencia en los dos extremos, debido al aporte de potencia reactiva por los elementos capacitivos e inductivos, además de las pérdidas de potencia activa en la resistencia.

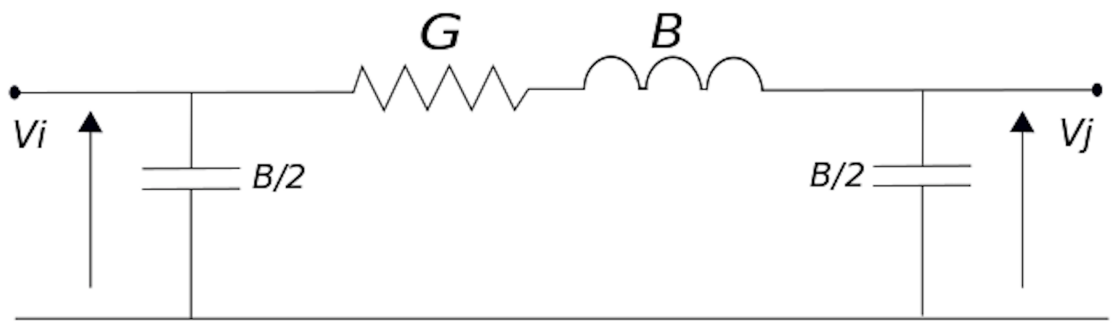

Figura 3.2: Modelo de línea de transmisión

Transformadores

Los transformadores se modelan de manera aproximada, despreciando la rama magnetizante correspondientes a los efectos físicos del núcleo. Por lo tanto, quedan modelados como una admitancia serie acompañados de un límite de potencia máxima de trabajo. Sin embargo, en los modelos *IEEE* estudiados no se considera las pérdidas por el material conductor de las bobinas.

También se considera la importancia de la toma o *tap* del transformador. De esta forma el modelo es capaz de trabajar con los efectos que tiene una transformación de tensión no nominal, ya sea en aumento o disminución. En consecuencia, la posición del *tap* es un dato de entrada para el problema y se puede ajustar de forma manual.

La importancia de modificar la ganancia en un transformador es la influencia directa en el control de tensión y redistribución de potencia reactiva por el sistema, convirtiéndose en un punto considerable para la convergencia de los sistemas y la calidad de la transmisión.

4. Modelos de planificación

Con la influencia de las ecuaciones de transferencia de energía en la operación, se puede comenzar a discutir las principales características de los modelos de planificación. Sin embargo, primero se definen los datos de entrada que modelan la temporalidad y espacialidad en la construcción del modelo.

4.0.1. Variables de decisión

Una variable de decisión pertenece al dominio de los números naturales no negativos y representa la cantidad de unidades de generación y el periodo en el cual se deban construir.

La decisión de construir recae sobre el valor adoptado por estas variables, ubicándose de forma global en todo los bloques de carga, por lo tanto la decisión de construcción estará presente de manera trascendente en todos los escenarios de simulación de forma simultánea.

4.0.2. Plan de generación propuesto

El parque de generación propuesto representa el abanico de posibilidades con el que se realiza el estudio de planificación. Se deben tomar en cuenta los datos de entrada de estas centrales, como la capacidad de generación de potencia activa y reactiva, la ubicación geográfica y la cantidad de unidades máximas por barra.

Para mejorar el rendimiento de las soluciones, se busca un nodo donde las variables tengan el mayor impacto en su construcción, siendo esto definido en un proceso previo a la planificación mediante criterios pertinentes de selección de variables.

En este sentido se analiza un flujo óptimo de potencia con centrales de falla; así se distingue previamente zonas del sistema que posean variables cercanas a los límites, permitiendo elegir de manera correcta un conjunto de posibles unidades candidatas. A cada una de estas unidades se le atribuye una variable de decisión para cada año de simulación quedando representado su estado de construcción.

4.0.3. Energía no abastecida

Con el fin de entregar una convergencia segura al proceso de optimización, se presenta el concepto de centrales de falla o generación virtual, estos generadores se ubican en los nodos con carga y el precio que se les asigna corresponde al *VoLL (value of lost load)*, precio de energía no abastecida.

Los generadores virtuales se evalúan en potencia activa y reactiva, pasando a ser un recurso muy importante para el desarrollo y crecimiento de los sistemas de potencia, debido a que se puede identificar detalladamente el nodo y el periodo de tiempo en el que el sistema no es capaz de abastecer la demanda.

4.0.4. Modelación de la demanda

La carga inicial del sistema es considerada como un escenario base del cual se desprende un orden lógico de variación y crecimiento a medida que avanza el horizonte de tiempo. Este nos permite formular

criterios previos a la planificación, así identificar tendencias importantes en el sistema de potencia, consecuentemente se puede ubicar el parque de generación propuesto en sectores críticos logrando optimizar la simulación.

Por otra parte, la variabilidad instantánea que tiene la carga en alguna instalación de potencia, independientemente del sector residencial o industrial, provoca que sea muy difícil de modelar como una función continua en el dominio del tiempo. Como lo indica la literatura, se usa el consenso de la potencia media o promedio en torno a una hora, así la demanda se puede describir de forma eficiente y representativa [23].

Dado que el periodo de estudio en la mayoría de los casos es anual, con un horizonte de 8760 horas por año, se deben ajustar los bloques de carga para el equivalente al número total de horas, cada una con un posible escenario de demanda distinto, elevando considerablemente las variables totales al momento de resolver la planificación.

Por lo anterior, se utiliza una forma de simplificar el modelamiento de la demanda a través de una reducción de bloques de carga, procurando aproximar la energía total demandada y la potencia máxima de forma correcta.

Sin embargo, con este método se pierde la temporalidad y espacialidad de la demanda, lo cual puede conducir a errores y sobre dimensionamiento en los resultados de la planificación.

A través del método propuesto, a continuación se busca reducir los escenarios a sólo cuatro bloques de demanda como se indica en Figura 4.1. Según como se requiera profundizar en el estudio, la curva puede estar compuesta por más bloques.

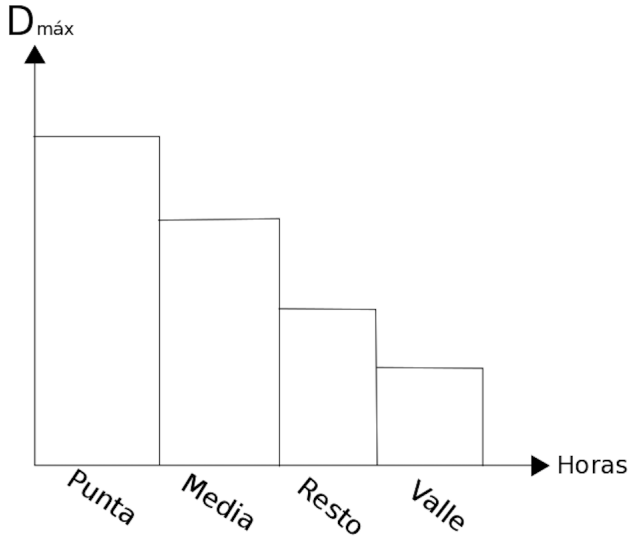

Figura 4.1: Curva de duración de carga

Cada bloque pondera los resultados por la cantidad de horas pertenecientes a éstos, por ejemplo: valle, resto, media y punta con 2910, 1460, 2555 y 1825 horas respectivamente.

4.0.5. Horizonte de trabajo

La proyección temporal del problema de planificación se describe asignando a cada año de estudio un porcentaje de crecimiento para la demanda base. Ahora bien, se considera la posibilidad de extender los periodos de estudio sin producir un aumento en la demanda, priorizando así el efecto de la operación en el modelo de planificación.

Amortización

De forma genérica la amortización o depreciación de dinero tiene relación con los periodos de distribución para los gastos y como la parcelación temporal de dinero afecta a éste en tiempo presente.

El factor de actualización monetario se aplica al comienzo de cada año de forma común para el horizonte de trabajo. De esta forma, se presenta la Ecuación (4.1) que modela el valor presente del dinero para años futuros mediante una tasa de actualización lo que resulta en un porcentaje de corrección monetario.

En este trabajo se utiliza de forma genérica una tasa de actualización **z** igual al 10 % anual.

$$\Gamma_t = \frac{1}{(1+z)^t} \tag{4.1}$$

$\forall\ t\ \epsilon\ \tau$

Donde:

Γ_p: factor de actualización
z: Tasa de actualización
t: Año del periodo de inversión

4.1. Construcción del modelo de planificación

Es importante señalar que la construcción de este algoritmo está fundada en un trabajo previo, el cual consiste en la resolución de flujos óptimos de potencia en corriente alterna. Éste luego se simplifica para dar paso al algoritmo de resolución de flujos óptimos de potencia en corriente continua, y así dar cabida a la planificación de la expansión de la generación con operación en corriente continua. Finalmente se extiende el modelo inicial a la planificación de la expansión de generación en corriente alterna.

Como se puede observar a continuación de forma gráfica, el problema económico se refleja en la función objetivo, incorporando una ponderación monetaria a las variables eléctricas utilizadas en la resolución de los distintos escenarios de demanda. En este trabajo, como se indicó, se utilizan cuatro escenarios para representar la demanda.

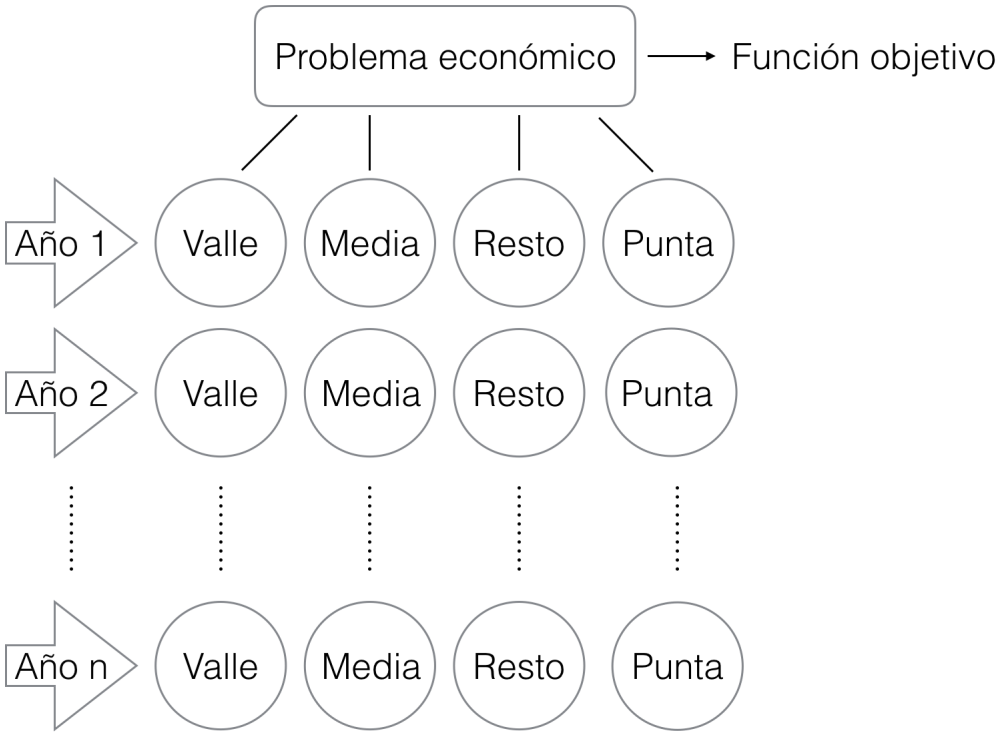

Figura 4.2: Estructura de planificación

La creación de los bloques de carga para el modelo de planificación viene dado producto de la demanda base multiplicada por el factor de crecimiento correspondiente a cada año, cada bloque es interpretado desde el punto de vista del flujo de potencia como independiente, agregando variables de transmisión exclusivas para cada caso. Por otro lado, la estructura del sistema de transmisión es única para todo el problema, entregando factores y variables trascendentes al proceso.

Al momento que el parque de generación es incapaz de solventar la carga demandada se estudia la incorporación de nuevas centrales. Para esto, se resuelven los flujos de potencia en cada escenario de forma simultánea, incorporando las variables de decisión en el modelo.

A continuación se presenta en detalle la forma en que fue planteado el problema de planificación de generación eléctrica.

Con el fin de resaltar la distancia que hay entre los métodos de planificación y el resultado final en cada caso, se compararán las variables globales de la planificación como tiempos de construcción, tiempos de resolución, valor de la función objetivo y el resultado final visto desde la operación [24].

Función objetivo:

La función objetivo como interrogante económica es similar para cada algoritmo y está compuesta por los costos que describe el funcionamiento de las centrales existentes, incorporando las variables de decisión acompañadas de los costos de construcción para las centrales propuestas, por último, se agrega un término que representa el valor de la energía no suministrada en cada periodo.

Flujos de potencia:

Como se presenta en la aproximación de las ecuaciones de transmisión de energía, este es el punto de separación entre los modelos AC y DC, de todas formas esta restricción nos permite representar los flujos de potencias por las líneas del sistema de transmisión.

Balance nodal:

La sumatoria de potencia neta en cada barra del sistema debe ser igual a cero. En el balance de potencia activa y reactiva se ven involucradas, la potencia generada, la potencia transmitida de llegada y salida, las cargas y compensaciones.

Reserva:

Esta restricción se debe a un criterio de seguridad, en consecuencia el sistema debe ser capaz de tener un potencial de energía, dispuesto a ser despachado por cualquier eventualidad que pueda afectar el funcionamiento normal. Siendo una parte muy importante para mantener la continuidad de la operación del sistema, por lo tanto, la potencia instalada es de suma importancia para tener calidad en el servicio.

Unidades máximas:

La sumatoria de todas las variables de decisión para una central de generación propuesta debe ser igual o menor al máximo de unidades disponibles para su construcción.

Variable auxiliar de generación:

Para aminorar el impacto de las variables enteras en la función objetivo, se crea una variable auxiliar con el total posible de generación para cada unidad propuesta, asimismo se agrega una restricción para contabilizar la cantidad de unidades que se deban construir.

4.1.1. Planificación DC

La planificación con operación en corriente continua tiene como objetivo entregar un plan de inversión, estimando la potencia activa que circula por el sistema. Se debe tomar en cuenta que este modelo necesita un análisis posterior, buscando analizar la necesidad de potencia reactiva para obtener una operación factible.

Por lo tanto, este procedimiento divide el problema de planificación en dos etapas: primero, como el modelo lo indica, se planifica la generación de potencia activa a través de las aproximaciones descritas en la sección 3.3 y luego, en un proceso continuo, se analiza la influencia de potencia reactiva e incorporan criterios de calidad para la generación y transmisión de la energía.

La descripción matemática de la formulación se encuentra en el Anexo [F].

4.1.2. Formulación del modelo de planificación AC

$$
\begin{aligned}
min\ FO: \sum_{t\in\tau}\Gamma_t[\sum_{g\in B}(CI_g\cdot N_{g,t}+CO_g\cdot(N_{g,t}+\sum_{t_a>1}^{t-1}N_{g,t_a}))\cdot P_g^{Max} \\
+\sum_{b\in B_C}\sum_{g\in(B\cup E)}FC_g\cdot h_b\cdot P_{g,b,t}+VoLL_p\cdot h_b\cdot\sum_{g\in V}P_{g,b,t}+VoLL_q\cdot h_b\cdot\sum_{g\in V}Q_{g,b,t}]
\end{aligned}
\tag{4.2}
$$

Sujeto a:

$$
\begin{aligned}
P_{ij,b,t} = V_{i,b,t}^2\cdot Y_{ii}\cdot cos(\phi_{ii}) \\
- V_{i,b,t}\cdot V_{j,b,t}\cdot Y_{ij}\cdot\cos(\alpha_{i,b,t}-\alpha_{j,b,t}-\phi_{ij})
\end{aligned}
\tag{4.3}
$$

$$
\begin{aligned}
P_{ji,b,t} = V_{j,b,t}^2\cdot Y_{ii}\cdot\cos(\phi_{ii}) \\
- V_{i,b,t}\cdot V_{j,b,t}\cdot Y_{ij}\cdot\cos(\alpha_{j,b,t}-\alpha_{i,b,t}-\phi_{ji})
\end{aligned}
\tag{4.4}
$$

$$
\begin{aligned}
Q_{ij,b,t} = -V_{i,b,t}^2\cdot\frac{Y_{ii}}{2}-V_{i,b,t}^2\cdot Y_{ii}\cdot\sin(\phi_{ii}) \\
- V_{i,b,t}\cdot V_{j,b,t}\cdot Y_{ij}\cdot\sin(\alpha_{i,b,t}-\alpha_{j,b,t}-\phi_{ij})
\end{aligned}
\tag{4.5}
$$

$$
\begin{aligned}
Q_{ji,b,t} = -V_{j,b,t}^2\cdot\frac{Y_{jj}}{2}-V_{j,b,t}^2\cdot Y_{ii}\cdot\sin(\phi_{ii}) \\
- V_{j,b,t}\cdot V_{i,b,t}\cdot Y_{ji}\cdot\sin(\alpha_{j,b,t}-\alpha_{i,b,t}-\phi_{ji})
\end{aligned}
\tag{4.6}
$$

$$
\begin{aligned}
P_{ij,b,t} = V_{i,b,t}^2\cdot\frac{Y_{ii}}{T^2}\cdot cos(\phi_{ii}) \\
- V_{i,b,t}\cdot V_{j,b,t}\cdot\frac{Y_{ij}}{T}\cdot\cos(\alpha_{i,b,t}-\alpha_{j,b,t}-\phi_{ij})
\end{aligned}
\tag{4.7}
$$

$$
\begin{aligned}
P_{ji,b,t} = V_{j,b,t}^2\cdot Y_{ii}\cdot\cos(\phi_{ii}) \\
- V_{i,b,t}\cdot V_{j,b,t}\cdot\frac{Y_{ij}}{T}\cdot\cos(\alpha_{j,b,t}-\alpha_{i,b,t}-\phi_{ji})
\end{aligned}
\tag{4.8}
$$

$$
\begin{aligned}
Q_{ij,b,t} = -V_{i,b,t}^2\cdot\frac{Y_{ii}}{2}-V_{i,b,t}^2\cdot\frac{Y_{ii}}{T^2}\cdot\sin(\phi_{ii}) \\
- V_{i,b,t}\cdot V_{j,b,t}\cdot\frac{Y_{ij}}{T}\cdot\sin(\alpha_{i,b,t}-\alpha_{j,b,t}-\phi_{ij})
\end{aligned}
\tag{4.9}
$$

$$
\begin{aligned}
Q_{ji,b,t} = -V_{j,b,t}^2\cdot\frac{Y_{jj}}{2}-V_{j,b,t}^2\cdot Y_{ii}\cdot\sin(\phi_{ii}) \\
- V_{j,b,t}\cdot V_{i,b,t}\cdot\frac{Y_{ji}}{T}\cdot\sin(\alpha_{j,b,t}-\alpha_{i,b,t}-\phi_{ji})
\end{aligned}
\tag{4.10}
$$

$$
S_{ij,b,t} = \sqrt{P_{ij,b,t}^2+Q_{ij,b,t}^2} \tag{4.11}
$$

$$
S_{ji,b,t} = \sqrt{P_{ji,b,t}^2+Q_{ji,b,t}^2} \tag{4.12}
$$

$$
\sum_{g\in(B\cup E)}P_{g,b,t}+\sum_{g\in V}P_{g,b,t}-\sum_{i,j\in n}(P_{ij,b,t}+Yg_i\cdot V_{i,b,t}^2+Pd_{i,b,t})=0 \tag{4.13}
$$

$$
\sum_{g\in(B\cup E)}Q_{g,b,t}+\sum_{g\in V}Q_{g,b,t}-\sum_{i,j\in n}(Q_{ij,b,t}-Yb_i\cdot V_{i,b,t}^2+Qd_{i,b,t})=0 \tag{4.14}
$$

$$\sum_{g \in B} P_g^{Max} \cdot (N_{g,t} + \sum_{t_a > 1}^{t-1} N_{g,t_a}) + \sum_{g \in E} P_g^{Max} \geq R \cdot Dem_t^{Max} \tag{4.15}$$

$$\sum_{g \in B} (N_{g,t} + \sum_{t_a > 1}^{t-1} N_{g,t_a} \leq N_g^{Max}) \tag{4.16}$$

$$\sum_{g \in B} [P_{g,b,t} \leq P_g^{Max} \cdot (N_{g,t} + \sum_{t_a > 1}^{t-1} N_{g,t_a})] \tag{4.17}$$

$$\sum_{g \in B} [Q_g^{min} \cdot (N_{g,t} + \sum_{t_a > 1}^{t-1} N_{g,t_a}) \leq Q_{g,b,t} \leq Q_g^{Max} \cdot (N_{g,t} + \sum_{t_a > 1}^{t-1} N_{g,t_a})] \tag{4.18}$$

$$0 \leq N_{g,t} \leq N_g^{Max} \tag{4.19}$$

$$0 \leq P_{g,b,t} \leq P_g^{Max} \cdot N_g^{Max} \tag{4.20}$$

$$N_g^{Max} \cdot Q_g^{min} \leq Q_{g,b,t} \leq Q_g^{Max} \cdot N_g^{Max} \tag{4.21}$$

$$V_{i,j}^{min} \leq V_{i,j,b,t} \leq V_{i,j}^{Max} \tag{4.22}$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \alpha_{i,j,b,t} \leq \frac{\pi}{2} \tag{4.23}$$

$$-S_{i,j}^{Max} \leq S_{ij,b,t} \leq S_{i,j}^{Max} \tag{4.24}$$

$$-S_{j,i}^{Max} \leq S_{ji,b,t} \leq S_{j,i}^{Max} \tag{4.25}$$

$$-S_{i,j}^{Max} \leq P_{ij,b,t} \leq S_{i,j}^{Max} \tag{4.26}$$

$$-S_{j,i}^{Max} \leq P_{ji,b,t} \leq S_{j,i}^{Max} \tag{4.27}$$

$$-S_{i,j}^{Max} \leq Q_{ij,b,t} \leq S_{i,j}^{Max} \tag{4.28}$$

$$-S_{j,i}^{Max} \leq Q_{ji,b,t} \leq S_{j,i}^{Max} \tag{4.29}$$

$\forall\ i, j\ \epsilon\ n$, $\forall\ b\ \epsilon\ B_C$, $\forall\ t\ \epsilon\ \tau$, $\forall\ g\ \epsilon\ G_P$ con $B \subseteq G_P$, $E \subseteq G_P$, $V \subseteq G_P$
Donde:

Las ecuaciones (4.3)-(4.6) modelan los flujos de potencia activa y reactiva en cada extremo de las líneas de transmisión. Las ecuaciones (4.7)-(4.10) de igual forma a lo anterior modelan los flujos de potencia, sin embargo éstas lo hacen a través de los transformadores, esto se observa en la utilización del *tap (T)* para el control de tensión. En (4.11) y (4.12) se modela la potencia aparente por las ramas del sistema. Las ecuaciones (4.13) y (4.14) representan el balance nodal de potencia activa y reactiva respectivamente. La restricción (4.15) describe la reserva de potencia del sistema. La ecuación (4.16) impone el límite máximo de unidades a invertir por cada central propuesta. Las restricciones (4.17) y (4.18) son la variable auxiliar de generación propuesta para potencia activa y reactiva respectivamente. En (4.19) se acotan las unidades máximas de las variables de decisión. Las ecuaciones (4.20) y (4.21) definen los límites de generación de las unidades existentes como también de las unidades por construir. Los límites de módulo y ángulo de las tensiones se definen por (4.22) y (4.23), así como el límite térmico de las líneas de transmisión queda impuesto por (4.24)-(4.25). Si bien las ecuaciones (4.26)-(4.29) se utilizan de forma implícita en el límite térmico de las líneas, éstas nos permiten acotar las variables de transferencia de energía ayudando al rendimiento de la optimización.

Donde:

CI_g : Costo de inversión
CO_g : Costos de operación, mantenimiento y administración
Dem_t^{max} : Demanda máxima anual
FC_g : Costo de combustible generador
h_b : Horas por bloque de carga
$N_{g,t}$: Variable de decisión para el generador
N_g^{max} : Máximo de unidades
$P_{g,b,t}$: Potencia activa generada
P_g^{max} : Potencia activa máxima del generador
$P_{i,j,b,t}$: Flujo de potencia activa por extremo i de línea de transmisión
$P_{j,i,b,t}$: Flujo de potencia activa por extremo j línea de transmisión
$P_{i,j}^{min}$: Flujo de potencia activa mínimo por línea de transmisión
$P_{i,j}^{max}$: Flujo de potencia activa máximo por línea de transmisión
$Pd_{i,b,t}$: Demanda de potencia activa
$Q_{g,b,t}$: Potencia reactiva generada
Q_g^{min} : Potencia reactiva mínima del generador
Q_g^{max} : Potencia reactiva máxima del generador
$Q_{i,j,b,t}$: Flujo de potencia reactiva por extremo i de línea de transmisión
$Q_{j,i,b,t}$: Flujo de potencia reactiva por extremo j de línea de transmisión
$Q_{i,j}^{min}$: Flujo de potencia reactiva mínimo por líneas de transmisión
$Q_{i,j}^{max}$: Flujo de potencia reactiva máximo por líneas de transmisión
$Qd_{i,b,t}$: Potencia Reactiva de la carga
R : Porcentaje de reserva
$S_{i,j,b,t}$: Flujo de potencia aparente por extremo i de líneas de transmisión
$S_{j,i,b,t}$: Flujo de potencia aparente por extremo j de líneas de transmisión
$S_{i,j}^{max}$: Flujo de potencia aparente máximo por línea de transmisión
T : TAP del transformador
$V_{i,j,b,t}$: Módulo de tensión
$V_{i,j}^{min}$: Módulo de tensión mínimo
$V_{i,j}^{max}$: Módulo de tensión máximo
$VoLL_p$: Costo energía no suministrada, demanda de potencia activa
$VoLL_q$: Costo energía no suministrada, demanda de potencia reactiva
n: Conjunto de barras del sistema de transmisión
Cb: Conjunto de bloques de carga
τ: Conjunto de años
B: Conjunto de generadores propuestos
E: Conjunto de generadores existentes
V: Conjunto de generadores virtuales

4.2. Metodología de resolución

Para resolver el problema de planificación se utiliza como base el lenguaje de programación *python*, sobre el cual se desarrolla la construcción de los modelos de optimización, luego el intérprete *pyomo*[25] hace el nexo entre el código escrito en *python* y el algoritmo de optimización o *solver*.

Para los problemas de flujo óptimo de potencia en corriente continua y en corriente alterna se utilizan algoritmos de programación lineal y programación no lineal respectivamente, para lo cual se hace uso del *solver IPOPT* [26].

En los problemas de planificación, con operación en corriente continua y en corriente alterna, se utiliza *Gurobi*[27] y *Bonmin*[28]. En este caso la programación es lineal entera-mixta y no lineal entera-mixta respectivamente, esto depende de la descripción de los flujos de potencia por el sistema. Para finalizar las componentes con dominio natural son aportadas por las decisiones de inversión.

Debido a que el problema es no lineal para el algoritmo de planificación con operación en corriente alterna, la metodología comienza con la lectura de los datos de entrada para resolver el problema de planificación con operación en corriente continua. Por consiguiente, el resultado de este modelo nos permite escribir un nuevo archivo con datos de entrada del sistema y agregar los resultados del modelo DC, éstos son utilizados para inicializar las variables y consecuentemente el comienzo de las iteraciones para la planificación AC, buscando optimizar el rendimiento global de la simulación.

4.3. Comparación de las soluciones entregadas por los algoritmos DC y AC

La comparación entre los resultados de planificación para cada modelo, consiste en diferenciar los tiempos de simulación y costos de la función objetivo. Luego se procede a evaluar la espacialidad y temporalidad en los planes de inversión.

Para evaluar la operación, se analiza la topología entregada por el plan de inversión en corriente continua junto a la demanda mayor del problema (bloque punta y último año del horizonte de trabajo). Así, para este escenario se calcula un flujo de potencia en corriente alterna manteniendo las condiciones del modelo de planificación DC, es decir, tensiones de magnitud 1[pu] en las barras de generación y el despacho de potencia activa entregado por el resultado de la simulación, la barra de referencia o *slack* es asociada al nodo con los generadores más económicos.

A través del flujo de carga se busca estimar la potencia reactiva necesaria para la transferencia óptima de energía y por consiguiente obtener información sobre las variables asociadas al flujo de potencia en corriente alterna.

Si el flujo de potencia no converge o no encuentra solución para la topología descrita, se compensa con generadores de potencia reactiva en las barras de carga, con este procedimiento, nuevamente se controla la magnitud de tensión en 1 [pu].

Para todo el proceso descrito previamente se utiliza el software *Matpower*[29], paquete para la plataforma *Matlab*.

5. Casos de estudio

A continuación se presenta un resumen con los casos de estudio, en éstos se explican las variables de planificación seguido de la metodología de trabajo, para orientar el desarrollo de las simulaciones y el resultado que se desea encontrar.

5.1. Caso 1 A: sistema Garver

Esta simulación se realiza sobre el sistema Garver de 6 barras, cuyos parámetros iniciales se encuentran descritos en el Anexo A.

En la Figura 5.1 se muestra la topología del sistema para crear una idea visual del problema, en este sentido se puede facilitar de forma importante el análisis en la distribución de energía.

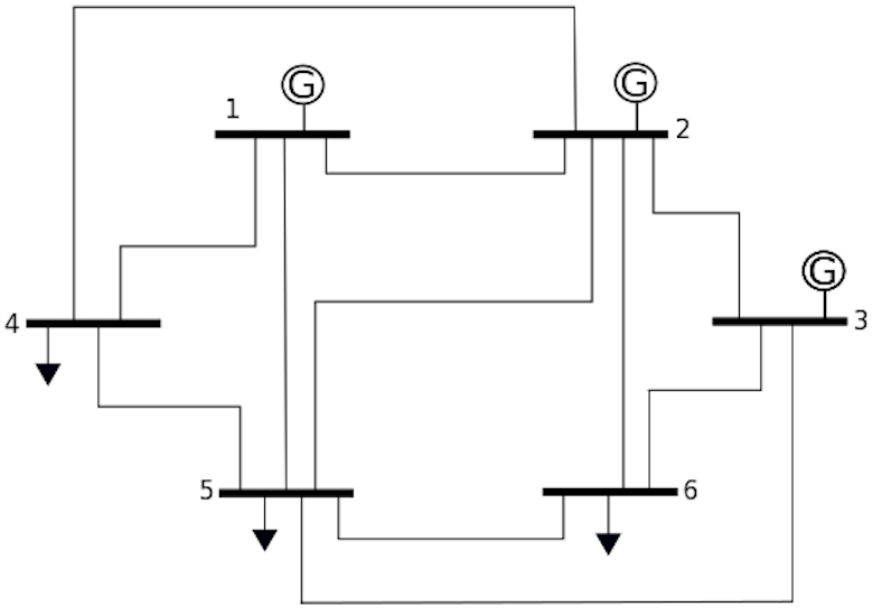

Figura 5.1: Topología del sistema Garver 1 A de 6 barras

Para esta simulación se propone un crecimiento en la demanda con aumentos del 10 % por 4 años, la diferencia viene con la modificación del horizonte de trabajo en tres ocaciones, de esta forma se analiza la influencia de la operación en el resultado final de inversión.

En consecuencia, este ejercicio pretende encontrar diferencias en los planes de inversión evaluando la importancia de los costos de operación que otorga el trabajo sostenido de la planta.

En las Tablas 5.1 - 5.3 se muestra el perfil de crecimiento, con un aumento del 40 % para la demanda, continuando con la metodología, en las Tablas 5.2 y 5.3 se prolongan los años de operación proyectando el tiempo de trabajo del sistema de potencia.

Tabla 5.1: Perfil de crecimiento de 5 años

Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.1
3	1.21
4	1.31
5	1.4

Tabla 5.2: Perfil de crecimiento de 12 años

Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.1
3	1.21
4	1.31
5	1.4
6	1.4
7	1.4
⋮	⋮
11	1.4
12	1.4

Tabla 5.3: Perfil de crecimiento de 20 años

Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.1
3	1.21
4	1.31
5	1.4
6	1.4
7	1.4
⋮	⋮
19	1.4
20	1.4

Para encontrar solución al problema de expansión se propone el siguiente parque de centrales indicado en la Tabla 5.4. Luego, en la Tabla 5.5 se presenta detalladamente la demanda por nodo y periodo de carga para el sistema Garver.

Tabla 5.4: Datos de generación propuesto para sistema Garver 1 A de 6 barras

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	FC [\$/MWh]	CI [$\$/P^{max}$]	CM [$\$/P^{max}$]	UM
1	150	-100	150	20.41	300000	12000	3
2	100	-100	120	25.95	250000	30000	3
3	250	-100	150	14	350000	36000	3

Tabla 5.5: Datos para la carga inicial del sistema Garver 1 A de 6 barras

	Valle		Media		Resto		Punta	
Barra	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
#	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	100	15	110	15	115	15	125	15
5	100	15	110	15	115	15	125	15
6	100	15	110	15	115	15	125	15

5.2. Caso 1 B: sistema Garver

El objetivo de esta simulación es ver la respuesta de los algoritmos de planificación, frente a un crecimiento prolongado en el tiempo y un aumento significativo en la demanda base. Respecto a la primera simulación este sistema usa la misma topología, sin embargo, los parámetros eléctricos son modificados (Anexo B).

Se pueden observar los valores de demanda inicial en la Tabla 5.6 para los cuatro bloques de carga y la distribución geográfica en las barras del sistema.

Tabla 5.6: Datos para la carga inicial del sistema Garver 1 B de 6 barras

	Valle		Media		Resto		Punta	
Barra	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
#	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	50	15	60	20	80	25	100	30
5	50	15	60	20	80	25	100	30
6	50	15	60	20	80	25	100	30

En la Tabla 5.17 se entrega la disposición del parque de generación propuesto para su construcción y la Tabla 5.8 se presenta el perfil de crecimiento para la demanda. Hay que destacar que el sistema de transmisión se mantiene estático y logra responder de manera eficiente hasta un 79.5 % de aumento para la demanda inicial.

Tabla 5.7: Datos de generación propuesto para sistema Garver 1 B de 6 barras

Barra	P^{Max}	Q^{Min}	Q^{Max}	FC	CI	CM	UM
#	[MW]	[Mvar]	[Mvar]	[\$/MWh]	[\$/P^{max}]	[\$/P^{max}]	
1	150	-30	30	20.41	300000	12000	3
2	100	-20	20	25.95	250000	30000	3
3	250	-50	50	14	350000	36000	3

Tabla 5.8: Perfil de crecimiento de 15 años

15 Años	
Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.05
3	1.102
4	1.157
5	1.215
6	1.276
7	1.34
8	1.407
9	1.477
10	1.551
11	1.628
12	1.710
13	1.795
14	1.795
15	1.795

Concluyendo, se presentan los últimos tres periodos de operación con el factor de crecimiento constante, esto con el fin de entregar continuidad a la simulación y no terminar de forma abrupta la operación, además de incentivar la construcción de centrales en los últimos años de simulación.

5.3. Caso 2: sistema *IEEE* de 57 barras

En esta sección se decide relajar los límites térmicos de las líneas de transmisión, para estudiar la relación de las demás variables con el fenómeno de transmisión de energía.

Como objetivo de la simulación se debe proyectar un crecimiento detallado de la demanda, equivalente al 20 % de crecimiento con respecto a su valor inicial y analizar como responde el sistema *IEEE* de 57 barras descrito en la Figura 5.2.

Por el gran número de barras que posee este sistema, la demanda se presenta junto a los detalles técnicos de la topología en el Anexo C.

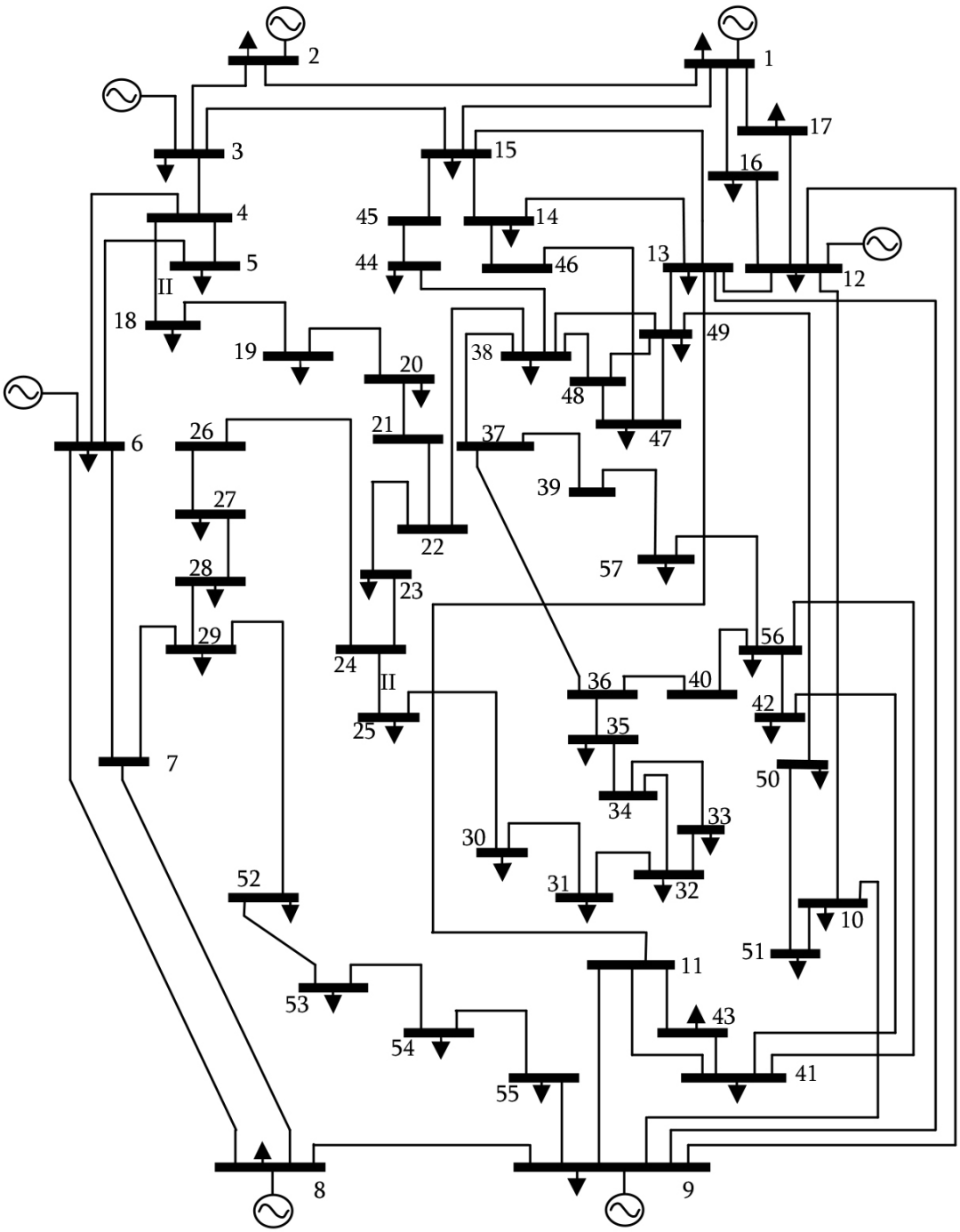

Figura 5.2: Topología del sistema *IEEE* de 57 barras

Continuando con la descripción de la simulación, en las Tablas 5.9 y 5.10, se presentan las variables críticas de operación para la demanda punta del año inicial. Este sistema, por el contrario de los otros, presenta problemas en el estado inicial de carga, lo que se puede observar al comparar los flujos de potencia óptimos en corriente continua y corriente alterna.

En consecuencia, para el caso de corriente continua el flujo de potencia se resuelve de manera óptima. Sin embargo, en corriente alterna se hacen presente centrales de falla con energía no abastecida, junto con encontrar múltiples tensiones cercanas a sus límites.

Tabla 5.9: Datos de variables para flujo de potencia, sistema 57 barras

Barra #	Tensión[pu]	Tensión max [pu]
1	1.06	1.06
2	1.06	1.06
8	1.06	1.06
Barra #	**Tensión [pu]**	**Tensión min [pu]**
14	0.95	0.94
19	0.95	0.94
20	0.94	0.94
26	0.94	0.94
34	0.94	0.94
35	0.94	0.94
36	0.94	0.94
37	0.95	0.94
39	0.95	0.94
40	0.94	0.94
42	0.94	0.94
50	0.95	0.94
53	0.94	0.94
56	0.95	0.94
57	0.95	0.94

Tabla 5.10: Datos de energía no abastecida, sistema 57 barras

Barra #	Generación [MW]	Barra #	Generación [Mvar]
19	8.83	18	7.51
20	18	19	16
25	13.42	20	16
30	19	23	18
31	21	25	19
32	16.7	27	15.29
33	19	30	17
35	10.34	31	18
42	2.78	32	16
56	7.09	33	17
57	17.98	35	18
-	-	38	22
-	-	41	18
-	-	42	20
-	-	52	18
-	-	53	25
-	-	54	8.82
-	-	56	18
-	-	57	17

Con esta información se puede implementar el primer parque de generación con unidades candidatas para su construcción. Por el contrario a las otras simulaciones, la metodología en este caso es constructiva, es decir, se modificarán las variables de entrada mediante se progrese en las simulaciones, de esta forma las variables de planificación se presentan junto a los resultados.

Es importante mencionar que la planificación DC no entrega información sobre la factibilidad del sistema, llegando a planificar la generación sobre una estructura que presenta problemas de transmisión en el escenario de inicio.

5.4. Caso 3: sistema *IEEE* de 118 barras

Para el sistema *IEEE* de 118 barras indicado en la Figura 5.3, los datos técnicos que describen los parámetros del sistema se encuentran junto a la demanda en el Anexo D.

En esta simulación se propone analizar un horizonte de crecimiento para la demanda del 34 % en 7 años, datos adjuntos en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11: Perfil de crecimiento de 7 años

Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.05
3	1.1
4	1.16
5	1.22
6	1.28
7	1.34

Siguiendo la metodología de trabajo, en un principio se realiza el control de variables para el bloque de demanda punta del caso base. Este análisis nos permite distinguir zonas del sistema con potencial para ubicar generación candidata a la construcción de forma estratégica, sin sobrepoblar el análisis con variables que no sean relevantes para la solución, aminorando el esfuerzo computacional.

De las Tablas 5.13 y 5.14 se concluye que el sistema en su estado inicial está fuertemente solicitado. Sin embargo, hay que considerar que al ser un problema de gran escala, este tiene la capacidad de adaptarse mejor al crecimiento de la demanda.

A continuación se detalla en la Tabla 5.12 el parque de generación propuesto, encargado de entregar convergencia al problema de planificación.

Tabla 5.12: Datos de generación propuesto para sistema *IEEE* de 118 barras

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	FC [$/MWh]	CI [$/$P^{max}$]	CM [$/$P^{max}$]	UM
10	350	-120	120	40	250000	15000	3
49	200	-160	160	40	250000	15000	3
59	150	-120	120	40	250000	15000	3
79	100	-80	80	40	250000	15000	3
83	50	-40	40	40	100000	10000	5
90	150	-120	120	40	250000	15000	3
96	200	-160	160	40	250000	15000	3
113	300	-240	240	40	250000	15000	3

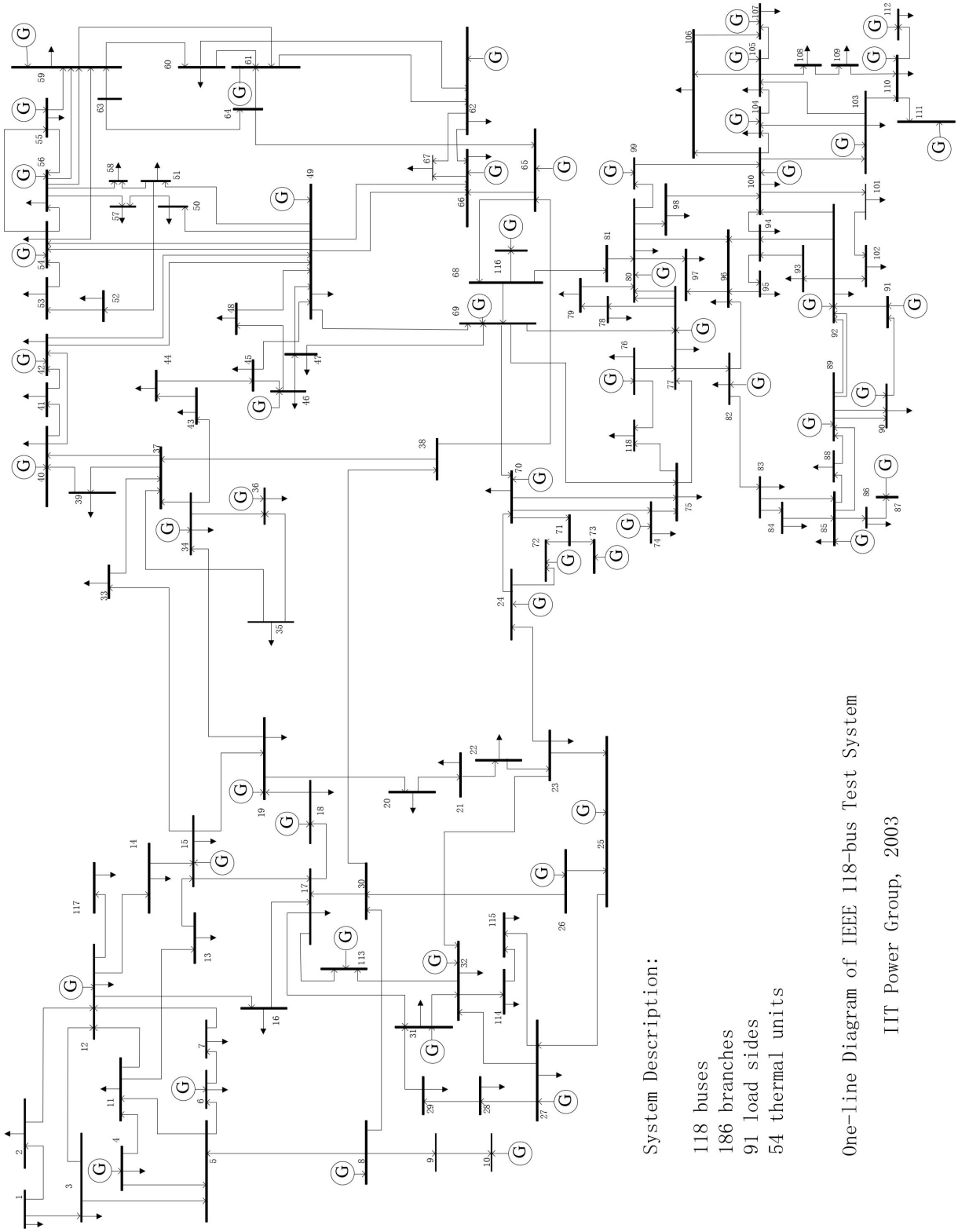

Figura 5.3: Topología sistema *IEEE* de 118 barras

Tabla 5.13: Datos de variables para flujo de potencia, sistema 118 barras, parte 1

Control de variables estado inicial		
Línea #	Flujo [MVA]	Flujo max [MVA]
3-4-1	150	150
54-30-1	100	100
104-65-1	100	100
107-68-1	200	200
121-77-1	100	100
126-68-1	100	100
127-81-1	100	100
128-77-1	100	100
137-88-1	100	100
163-100-1	100	100
Generador #	Q [Mvar]	Q max [Mvar]
1	15	15
6	50	50
12	120	120
15	30	30
18	50	50
19	24	24
32	42	42
34	24	24
36	24	24
55	23	23
56	15	15
62	20	20
70	32	32
74	9	9
76	23	23
77	70	70
85	23	23
92	9	9
100	155	155
104	23	23
105	23	23
110	23	23
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-
-	-	-

Tabla 5.14: Datos de variables para flujo de potencia, sistema 118 barras, parte 2

Control de variables estado inicial		
Barra #	Tensión [pu]	Límite de tensión [pu]
24	1.06	1.06
25	1.06	1.07
61	0.95	0.95
66	1.06	1.06
80	1.06	1.06
87	1.06	1.06
99	1.06	1.06
Generador #	P [MW]	P max [MW]
1	100	100
8	100	100
10	150	150
12	185	185
15	100	100
18	100	100
19	100	100
24	100	100
26	414	414
27	100	100
32	100	100
36	100	100
40	100	100
42	100	100
46	119	119
54	148	148
55	100	100
56	100	100
61	260	260
62	100	100
65	300	300
66	300	300
70	100	100
73	100	100
74	100	100
78	200	200
80	577	577
92	100	100
100	352	352
103	140	140

5.5. Caso 4: Modelación de carga según día tipo

A continuación se presenta una aplicación para describir la carga según la metodología planteada en la sección 4. La cual consiste en disminuir los bloques de carga correspondientes a 1 año, en 72 unidades de demanda.

Para esto, se toma la demanda del sistema interconectado central chileno del año 2005, luego a través de un método de conglomerados o *cluster* [30] se plantea obtener una demanda representativa.

Un algoritmo de conglomerados o *clustering* es un procedimiento de agrupación de una serie de vectores de acuerdo con un criterio. Estos criterios son por lo general distancia o similitud y la cercanía se define en términos de una determinada función de distancia, como la euclídeana o la probabilística.

A continuación en la Figura 5.5 se puede observar la nube de puntos que describen los 8760 datos de carga, correspondientes a las horas totales del año. De esta forma cada sucesión de círculos del mismo color representa un día de demanda.

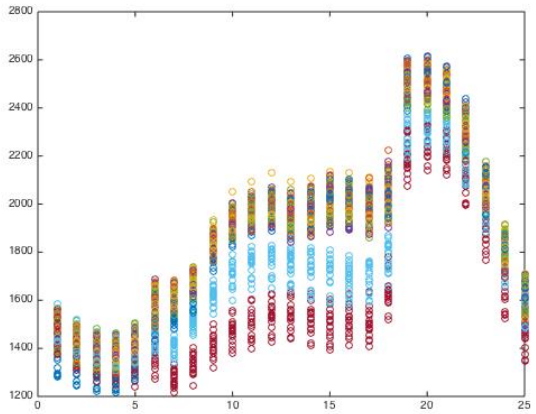

Figura 5.4: Representación de la demanda para todos los días del año

Para aspectos prácticos se distinguen tres tipos de días con variabilidad de carga similar entre ellos, estos son: día laboral, día semi laboral y día festivo. A continuación en las Figuras 5.5 - 5.7 se presentan los conglomerados que arroja el algoritmo *k-means* [31], para cada tipo de día, con su respectivo centro probabilístico (color negro).

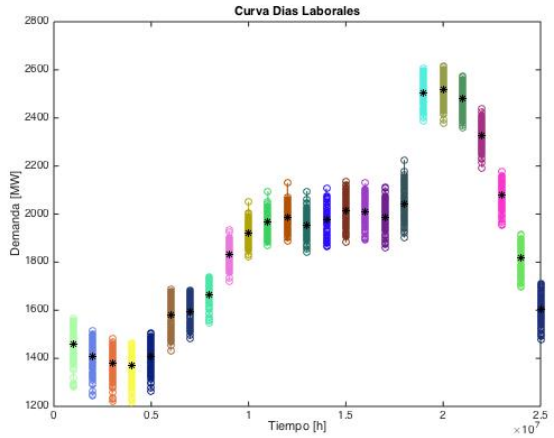

Figura 5.5: Curva de demanda para días laborales

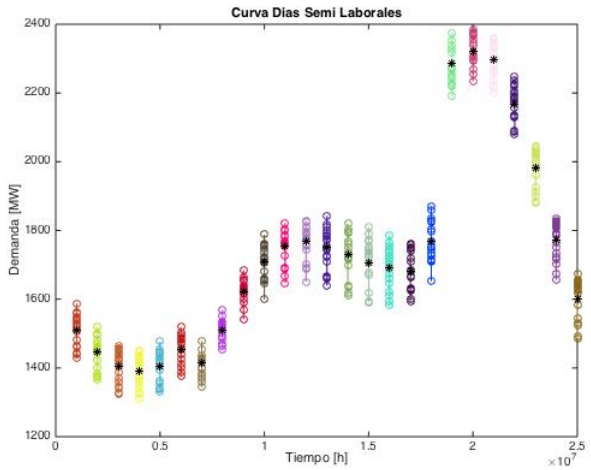

Figura 5.6: Curva de demanda para días semi laborales

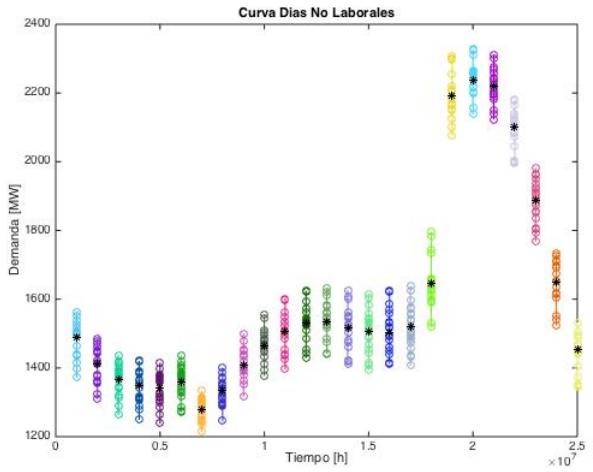

Figura 5.7: Curva de demanda para días no laborales

Por lo tanto, la demanda queda descrita por 72 bloques correspondientes a la concatenación de los 3 tipos de días estudiados. Además, ésta se escala para quedar con un valor máximo de 700 [MW] apropiado a las dimensiones del sistema Garver. Por otro lado, debido a que los datos solo se encuentran en potencia activa la potencia reactiva se aproxima como el 30 % de ésta.

Con el fin de resaltar la importancia de la distribución de carga, cada nodo recibe un factor distinto en la división de demanda, siendo el nodo 4 con un factor creciente, el nodo 5 con un factor decreciente y el nodo 6 con un factor contínuo, como se observa a continuación en la La Figura 5.8. La demanda queda descrita en el anexo E.

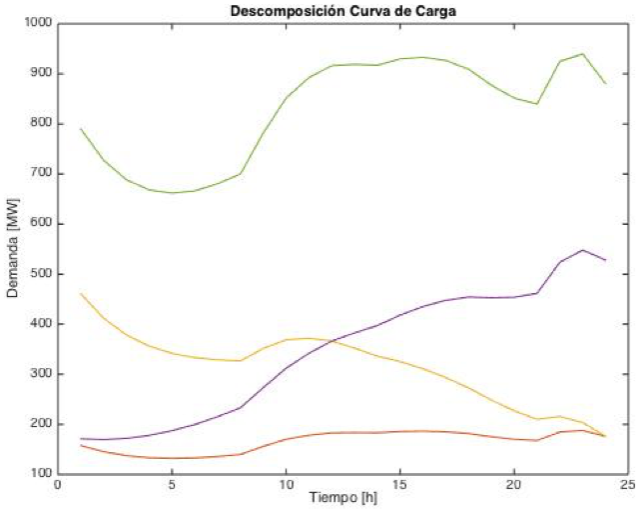

Figura 5.8: Demanda por nodo

A continuación se describen las variables de entrada, de esta forma en la Tabla 5.15 se enseña el parque de generación propuesto y en la Tabla 5.16 se indica el horizonte de planificación para la simulación del caso 4.

Tabla 5.15: Datos de generación propuesto simulación del caso 4

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	FC [\$/MWh]	CI [\$/P^{max}]	CM [\$/P^{max}]	UM
1	150	-100	100	20.41	300000	12000	3
6	100	-180	180	25.95	250000	30000	3
5	250	-150	150	14	350000	36000	3

Tabla 5.16: Perfil de crecimiento de 6 años

6 Años	
Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.05
3	1.1
4	1.15
5	1.2
6	1.25

5.6. Caso 5: planificación de compensaciones reactivas

El siguiente caso corresponde a una planificación de generación combinada con planificación de unidades de compensación reactiva. La descripción general del sistema está descrita en el Anexo B.

Para llevar a cabo esta simulación, es preciso identificar los cambios en el planteamiento central de la construcción del modelo de planificación. De esta forma, la función objetivo se ve modificada al agregar el costo de inversión para las unidades de compensación, como se presenta a continuación.

$$min\ FO = \sum_{t\in\tau}\Gamma_t[\sum_{g\in B}(CI_g\cdot N_{g,t} + CO_g\cdot(N_{g,t} + \sum_{t_a>1}^{t-1} N_{g,t_a}))\cdot P_g^{Max} + \sum_{b\in B_C}\sum_{g\in(B\cup E)} FC_g\cdot h_b\cdot P_{g,b,t}$$
$$+ VoLL_p\cdot h_b\cdot\sum_{g\in V} P_{g,b,t} + VoLL_q\cdot h_b\cdot\sum_{g\in V} Q_{g,b,t} + C_{comp}\cdot(N_{g,t} + \sum_{t_a>1}^{t-1} N_{g,t_a})] \tag{5.1}$$

Continuando, se muestra la modificación en la restricción de balance nodal para potencia reactiva. A la cual se agrega el valor de la compensación reactiva que se proyecta construir, más una variable natural, que contabiliza el número de unidades que se deban planificar. Logrando agregar a la planificación una nueva forma de responder a la demanda de potencia reactiva.

$$\sum_{g\in(B\cup E)} Q_{g,b,t} + \sum_{g\in V} Q_{g,b,t} - \sum_{i,j\in n} (Q_{ij,b,t} - Yb_i \cdot V_{i,b,t}^2 + Qd_{i,b,t} + (N_{g,t} + \sum_{t_a>1}^{t-1} N_{g,t_a}) \cdot Yc_i \cdot V_{i,b,t}^2) = 0 \tag{5.2}$$

A continuación se presentan los datos para esta simulación. En la Tabla 5.17 se describe el sistema de generación propuesto, el horizonte de crecimiento queda señalado en la Tabla 5.18 y la demanda se describe en la Tabla 5.19. Se incrementa la carga en el nodo 6 del bloque punta, de manera de entregar un resultado acentuado en esta barra.

Tabla 5.17: Datos de generación propuesto para sistema Garver de 6 barras

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	FC [\$/MWh]	CI [\$/P^{max}]	CM [\$/P^{max}]	UM
1	150	-30	30	20.41	300000	12000	3
2	100	-20	20	25.95	250000	30000	3
3	250	-50	50	14	350000	36000	3

Tabla 5.18: Perfil de crecimiento de 5 años

15 Años	
Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.05
3	1.1
4	1.15
5	1.2

Tabla 5.19: Datos para la carga inicial del sistema Garver de 6 barras

	Valle		Medio		Resto		Punta	
Barra #	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	50	15	60	20	80	25	100	30
5	50	15	60	20	80	25	100	30
6	50	15	60	20	80	25	100	**130**

6. Resultados aplicados a los modelos de planificación y operación

6.1. Simulación del caso 1 A

Los resultados de la simulación se pueden observar en las Tablas 6.1 - 6.3, tanto de planificación DC como planificación AC para los periodos de 5, 12 y 20 años respectivamente.

El resultado de la planificación DC se divide en 2 bloques, el primero lo componen los resultados de la simulación de 5 y 12 años, presentando una disposición similar en la construcción de unidades. El segundo bloque está compuesto por el resultado para 20 años el cual se modifica con respecto al primero.

Comparando lo anterior, las centrales construidas en el primer bloque de resultados para los años 3 y 5 en el nodo 4, son sustituidas por la implementación de una central en el segundo año de simulación, ubicada en la barra 6, de esta forma el segundo resultado privilegia el costo de combustible inferior por sobre el precio elevado de inversión y mantenimiento para esta última unidad.

El resultado AC se comporta de forma similar, la primera información correspondiente a la planificación de 5 años entrega un plan de construcción para las centrales, el cual es modificado en los resultados correspondientes a la simulaciones de 12 y 20 años.

En este caso, la disposición final de la construcción es idéntica, con dos centrales en la barra 5 y una central en la barra 6. Sin embargo, se puede observar que la modificación en el resultado AC se produce de forma anticipada a la planificación DC, esto se atribuye a las condiciones de operación las cuales se traducen en un mayor número de restricciones para el proceso de optimización.

Tabla 6.1: Resultado de inversión con horizonte 5 años

	5 Años					
	Planificación DC			Planificación AC		
	FO	347257590.7[$]		FO	404715628.9[$]	
Año	T	6.61 [s]		T	434.9 [s]	
t	**# 1**	**# 2**	**# 3**	**# 1**	**# 2**	**# 3**
1	0	**1**	0	0	**1**	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	**1**	0	0	**1**	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	**1**	0	0	0	**1**

Tabla 6.2: Resultado de inversión con horizonte de 12 años

	12 Años					
	Planificación DC			Planificación AC		
	FO	637223919.5 [$]		FO	707172254.7 [$]	
Año	T	135.6 [s]		T	1084.09 [s]	
t	**# 1**	**# 2**	**# 3**	**# 1**	**# 2**	**# 3**
1	0	**1**	0	0	**1**	0
2	0	0	0	0	0	**1**
3	0	**1**	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	**1**	0	0	**1**	0
6	0	0	0	0	0	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
12	0	0	0	0	0	0

Tabla 6.3: Resultado de inversión con horizonte de 20 años

	20 Años					
	Planificación DC			Planificación AC		
	FO	774755299.89 [$]		FO	857701287.3 [$]	
Año	T	195.47 [s]		T	1798.13 [s]	
t	**# 1**	**# 2**	**# 3**	**# 1**	**# 2**	**# 3**
1	0	**1**	0	0	**1**	0
2	0	0	0	0	0	**1**
3	0	0	**1**	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	**1**	0
6	0	0	0	0	0	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20	0	0	0	0	0	0

Como ha sido la tónica de este trabajo, la planificación AC al incorporar las pérdidas y potencia reactiva en su algoritmo de optimización, reacciona de forma más temprana a la prolongación de la operación.

Por otra parte, para comparar los resultados de planificación se debe observar el programa de construcción. Este requiere una central adicional en el nodo 5 del quinto año, que refleja la sobrecarga del sistema para el periodo de máxima cargabilidad, con el propósito de mantener los parámetros dentro de los rangos óptimos de transferencia de energía.

6.2. Simulación del caso 1 B

Del resultado de planificación descrito a continuación en la Tabla 6.4, se puede destacar la temporalidad de la inversión, resaltando que el modelo AC realiza una inversión anticipada de las centrales, producto de la correcta modelación del problema de flujos de potencia. Además, se realiza una óptima adaptación de las variables de operación para abastecer la demanda, cumpliendo los criterios de calidad del suministro establecidos en el modelo.

Tabla 6.4: Resultado de inversión con horizonte de 15 años

	15 Años					
	Planificación DC			Planificación AC		
	FO	422652048.2 [$]		FO	478981255.2 [$]	
Año	T	734.48 [s]		T	4582.7 [s]	
t	**# 1**	**# 2**	**# 3**	**# 1**	**# 2**	**# 3**
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	**1**	0	0	0	0	**1**
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	**1**	0
10	0	**1**	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	**1**	0
13	0	**1**	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0

Ambos algoritmos deciden la construcción de una central en el año 4, aunque en barras diferentes, y las inversiones posteriores se adelantan un año cuando se utiliza el modelo AC (años 9 y 12) con respecto al DC (años 10 y 13).

Como ya se ha mencionado, la planificación DC tiene un control de variables muy acotado, sólo presente en la potencia activa, la cual es una estimación bajo supuestos muy estrictos, por lo tanto es muy difícil de considerar esta información de forma fidedigna.

Por el contrario, el resultado entregado por el algoritmo de planificación en corriente alterna proporciona el control de las variables eléctricas de forma detallada, según el bloque de carga y el periodo de crecimiento.

Estos datos nos permiten entregar un diagnóstico del comportamiento del sistema eléctrico, como se muestra en las Tablas 6.5 y 6.6 para el periodo de mayor demanda, incluyendo la implementación del resultado de planificación. Esta información se puede utilizar de manera apropiada en posibles análisis de fallas y futuras expansiones del sistema.

Tabla 6.5: Datos de variables para resultado de planificación DC

Control de variables saturadas planificación DC		
Línea #	Flujo [MW]	Flujo max [MVA]
3-6-1	108.56	110

Tabla 6.6: Datos de variables para resultado de planificación AC

Control de variables saturadas planificación AC		
Línea #	Flujo [MVA]	Flujo max [MVA]
3-6-1	110	110
1-5-1	97.71	100
Barra #	Tensión [pu]	Límite de Tensión [pu]
1	1.07	1.07
3	1.06	1.07
5	0.95	0.95

Para comparar el resultado de los modelos, se analiza un flujo de potencia de la solución DC para el bloque de cargabilidad máxima del último año de simulación, manteniendo las aproximaciones en la simplificación del modelo, como se presentó en la Sección 4.3

De esta forma, el resultado del flujo de potencia para la planificación DC arroja en primera instancia una transferencia de energía factible. Sin embargo, los nodos con carga poseen un valor de tensión reducido, observándose en las barras 4, 5 y 6 tensiones de 0.903, 0.88 y 0.911 de magnitud en [pu] respectivamente. Los valores para potencia activa generada están dentro de la capacidad de las unidades, por el contrario la capacidad de potencia reactiva se ve sobrepasada para el generador ubicado en el nodo 3 del sistema, y a su vez la línea de transmisión (1-5-1) se ve sobrepasada en su límite térmico. A continuación se observa en la Figura 6.1 la distribución de potencia reactiva en las barras del sistema.

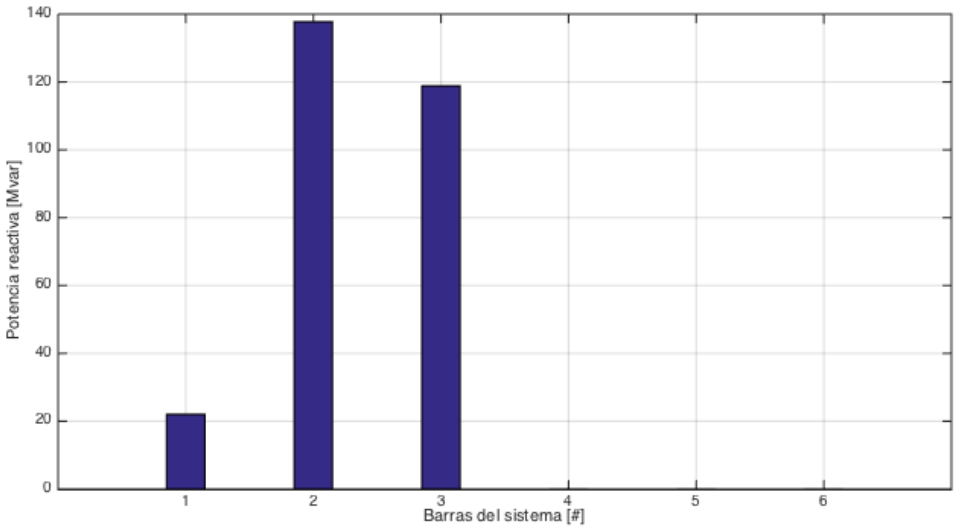

Figura 6.1: Distribución de potencia reactiva para planificación DC, sistema Garver de 6 barras

Para controlar las variables en los límites técnicos permitidos en la distribución, se procesa nuevamente un flujo de potencia en corriente alterna, pero esta vez se compensan todas las barras del sistema en las cuales exista carga con centrales de falla, y así lograr tensiones de 1[pu] en las barras.

El siguiente gráfico muestra la distribución de potencia reactiva para el sistema en estudio, con el objetivo de tener una calidad de servicio adecuada en la operación.

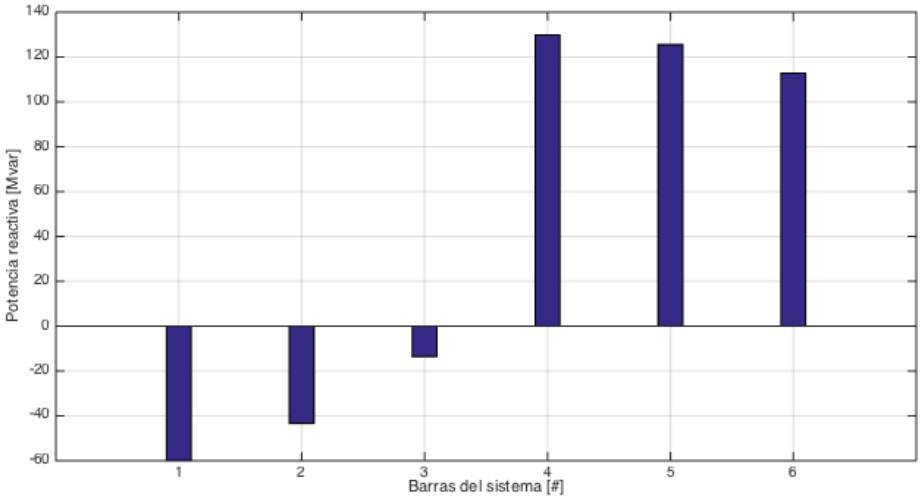

Figura 6.2: Distribución de potencia reactiva planificación DC y compensación, sistema Garver de 6 barras

Como se observa, para mantener la operación con las aproximaciones del modelo DC, se deben incorporar compensadores de potencia reactiva, además los generadores construidos deben ser capaces de absorber la potencia reactiva sobrante.

Por el contrario, en la planificación AC todas las variables están dentro de sus límites técnicos y no hay necesidad de emplear un flujo de potencia con compensaciones para lograr la convergencia del problema. La distribución óptima de energía reactiva del sistema se muestra a continuación en la Figura 6.3

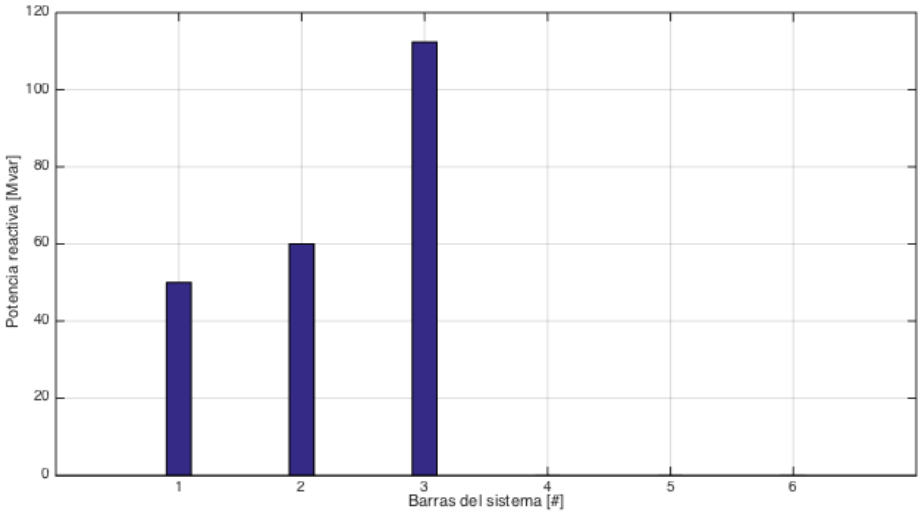

Figura 6.3: Distribución de potencia reactiva planificación AC, sistema Garver de 6 barras

6.3. Simulación del caso 2

Para esta simulación, se propone el parque de generación adjunto en la Tabla 6.8 y la proyección del crecimiento de la demanda que se detalla en la Tabla 6.7.

Tabla 6.7: Perfil de crecimiento 3 años

Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.05
3	1.1

Tabla 6.8: Datos de generación propuesto para sistema *IEEE* de 57 barras

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	CC [$/MWh]	CI [$/$P^{max}$]	CM [$/$P^{max}$]	UM
22	300	-225	225	30	200000	15000	3
29	200	-150	150	10	300000	17000	3
36	300	-225	225	30	250000	13000	3
48	250	-188	188	10	150000	15000	3

Haciendo un contraste para las soluciones de planificación DC y AC indicadas en la Tabla 6.9. La primera, muestra una operación óptima abasteciendo de manera completa la demanda con el plan de generación propuesto. De forma contraria, el modelo AC arroja un fuerte déficit tanto de potencia activa como de potencia reactiva al tener la generación virtual operando, ésto se detalla en la Tabla 6.10.

En el sistema de transmisión no se indica ninguna línea cerca de su límite térmico de acuerdo al supuesto inicial. Por otro lado, la Tabla 6.10 muestra tensiones reducidas en las barras adyacentes a la generación virtual. De esta forma si se aumenta el flujo de potencia por las líneas de transmisión, la tensión caerá por debajo del límite permitido en la construcción de la simulación, siendo este el principal motivo del desabastecimiento de carga.

Tabla 6.9: Resultado de inversión con horizonte de 3 años

	3 Años							
	Planificación DC				Planificación AC			
	FO	799650454.3 [$]			FO	$2.16550625097e^{11}$[$]		
Año	T	7.82 [s]			T	453.5 [s]		
t	**#22**	**#29**	**#36**	**#48**	**#22**	**#29**	**#36**	**#48**
1	0	**2**	0	**3**	**1**	**2**	**1**	**2**
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 6.10: Datos de generación virtual para resultado de planificación, sistema 57 barras

Generacion virtual	
Generador #	P [MW]
30	12.23
31	21
33	9.6
53	8
Generador #	Q [Mvar]
19	16
20	16
25	19
30	17
31	18
32	16
33	17
41	15.92
42	20
53	25
56	18
57	13.93

Tabla 6.11: Tensiones en límite, sistema 57 barras

Límite superior	
Barra #	Voltaje [pu]
1	1.07
2	1.06
3	1.07
4	1.06
6	1.07
8	1.07
22	1.07
23	1.06
29	1.07
36	1.07
37	1.06
46	1.07
48	1.07
Límite inferior	
10	0.94
19	0.94
30	0.95
31	0.94
32	0.95
33	0.94
42	0.94
50	0.95
53	0.94
54	0.95

Es importante conocer en qué barras del sistema se producen los déficit de energía. De esta forma se puede implementar una solución focalizada en los sectores con problemas, como se procede a continuación.

De las variables presentadas se destacan: la conectividad del nodo 19 y 42 junto a la tensión reducida con las que operan; los déficit de potencia reactiva y activa del nodo 30 y 53; y por último, el déficit de potencia activa en el nodo 32 sumado a la tensión reducida.

En relación a lo anterior se construye la siguiente simulación, en la cual se aumenta el horizonte de planificación en un año, Tabla 6.12, y se propone modificar el parque de generación incorporando nuevas centrales para su posible construcción, esto queda adjunto en la Tabla 6.13.

Tabla 6.12: Perfil de crecimiento 4 años

Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.05
3	1.1
4	1.15

Tabla 6.13: Datos de generación propuesto para sistema *IEEE* de 57 barras

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	CC [$/MWh]	CI [$/$P^{max}$]	CM [$/$P^{max}$]	UM
19	200	-150	150	15	230000	16000	3
22	300	-225	225	30	200000	15000	3
29	200	-150	150	10	300000	17000	3
30	200	-150	150	15	220000	17000	3
32	250	-188	188	10	250000	18000	3
36	300	-225	225	30	250000	13000	3
42	250	-188	188	10	300000	16000	3
48	250	-188	188	10	150000	15000	3
53	250	-188	188	15	250000	18000	3

Los resultados se describen a continuación, de esta manera la planificación DC continua sin estar afectada por problemas adjudicados a la transmisión de potencia por la red eléctrica.

Por otro lado, la planificación AC está muy cercana a un punto de solución factible, sin embargo se presenta energía no abastecida o generación virtual en la variable $Q_v[57,4,4] = 1{,}27[Mvar]$, es decir, el nodo 57 del sistema tiene un déficit de potencia reactiva en el periodo y año de mayor carga (bloque punta y cuarto año).

Tabla 6.14: Resultado de inversión DC con horizonte de 4 años

	4 Años								
	Planificación DC								
	Función objetivo					945679063.6 [$]			
Año	Tiempo					70.21 [s]			
t	**#19**	**#22**	**#29**	**#30**	**#32**	**#36**	**#42**	**#48**	**#53**
1	0	0	0	**3**	**1**	0	**1**	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 6.15: Resultado de inversión AC con horizonte de 4 años

	4 Años								
	Planificación AC								
	Función objetivo				1694899247.53 [$]				
Año	Tiempo				2440.94 [s]				
t	**#19**	**#22**	**#29**	**#30**	**#32**	**#36**	**#42**	**#48**	**#53**
1	0	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	**1**	0	0	0	0	0	0	0	0

Esta vez, como se propone en la Sección 4.0.2, se contempla un elemento de compensación conectado en derivación a la barra con generación de falla. Esta alternativa para no modificar las variables de generación es posible, ya que se identifica de forma precisa la barra de generación virtual. La compensación se agrega de forma manual debiéndose analizar el costo de forma separada al problema de inversión. El algoritmo considera la compensación como un objeto existente y no como una posible variable económica.

Continuando con el estudio de expansión en este caso, la proyección de la demanda alcanza aproximadamente el 20 % requerido para el objetivo inicial, manteniendo el parque de generación propuesto en 6.13 y agregando la compensación *shunt*. El horizonte de planificación se indica en la Tabla 6.16.

Tabla 6.16: Perfil de crecimiento 7 años

Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.03
3	1.06
4	1.092
5	1.126
6	1.159
7	1.194

Como resultados, la expansión DC converge sin ningún inconveniente en un punto óptimo. El problema se muestra en la planificación AC entregando un déficit al gestionar el generador virtual $Q_v[10, 4, 7] = 4{,}82[Mvar]$ en el último año y periodo de carga correspondiente al punta. Así, el nodo 10 muestra la falta de potencia reactiva. Continuando con el método anterior, se agrega una compensación para inyectar potencia reactiva y como consecuencia controlar la tensión en la barra.

Tabla 6.17: Resultado de inversión DC con horizonte de 7 años

	7 Años								
	Planificación DC								
	Función objetivo				1324999966.13 [$]				
Año	Tiempo				91.82 [s]				
t	**#19**	**#22**	**#29**	**#30**	**#32**	**#36**	**#42**	**#48**	**#53**
1	0	0	0	**3**	**1**	0	**2**	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 6.18: Resultado de inversión AC con horizonte de 7 años

	7 Años								
	Planificación AC								
	Función objetivo				1895879539.69 [$]				
Año	Tiempo				11629.07 [s]				
t	**#19**	**#22**	**#29**	**#30**	**#32**	**#36**	**#42**	**#48**	**#53**
1	0	**1**	0	**2**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**
2	0	0	**1**	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Como se muestra en los resultados anteriormente expuestos, se identifica una tendencia marcada en las tres simulaciones, ya que la planificación en corriente alterna se decanta por un plan de inversión disperso en las barras del sistema. Esto se debe a que la distribución de la generación favorece al control de las variables para mantener el transporte de energía en los límites técnicos aceptados. Por otro lado la planificación DC entrega un resultado más concentrado priorizando el abastecimiento de la potencia activa en el sector más solicitado en el sistema.

Concluyendo con la factibilidad del crecimiento para un factor de 1.194, se puede comprobar la planificación de una manera detallada. De esta forma se aumenta la carga en pasos del 1 % para el crecimiento propuesto en la Tabla 6.19, manteniendo el parque de generación descrito en la Tabla 6.13 y logrando los resultado entregados por las Tablas 6.20 y 6.21.

Tabla 6.19: Perfil de crecimiento 18 años

Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.02
3	1.03
4	1.04
5	1.051
6	1.062
7	1.072
8	1.083
9	1.094
10	1.105
11	1.116
12	1.127
13	1.138
14	1.149
15	1.161
16	1.173
17	1.184
18	1.196

Tabla 6.20: Resultado de inversión con horizonte de 18 años

	18 Años								
	Planificación DC								
	Función objetivo					2005176348.41 [$]			
Año	Tiempo					7101.96 [s]			
t	**#19**	**#22**	**#29**	**#30**	**#32**	**#36**	**#42**	**#48**	**#53**
1	0	0	0	**3**	**1**	0	**2**	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 6.21: Resultado de inversión con horizonte de 18 años

	18 Años								
	Planificación AC								
	Función objetivo				2807085019.55 [$]				
Año	Tiempo				356486.6 [s]				
t	**#19**	**#22**	**#29**	**#30**	**#32**	**#36**	**#42**	**#48**	**#53**
1	0	**2**	0	**2**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**
2	0	0	**1**	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	**1**	0	0	0	0	0	0	0	0

Con el problema de planificación resuelto de forma óptima para cada caso y continuando con la metodología, se compara la operación de los resultados entregados por los algoritmos DC y AC mediante un flujo de potencia para el periodo más solicitado.

Así, el resultado del flujo de potencia para el último año no encuentra convergencia, llevando a la planificación DC a un estado no factible de transmisión, lo cual no permite tener una base para realizar un estudio de potencia reactiva. Cabe destacar, que el problema se encuentra en la incapacidad del algoritmo de planificación DC para planificar la distribución de potencia reactiva necesaria para un flujo óptimo.

Luego, compensando los nodos de carga con generadores de potencia reactiva se logra convergencia en la transferencia de energía. De esta forma el gráfico entregado por la Figura 6.4, muestra la distribución de potencia reactiva revelando la necesidad que tiene el modelo de incorporar al análisis fuentes o compensaciones de esta clase de potencia.

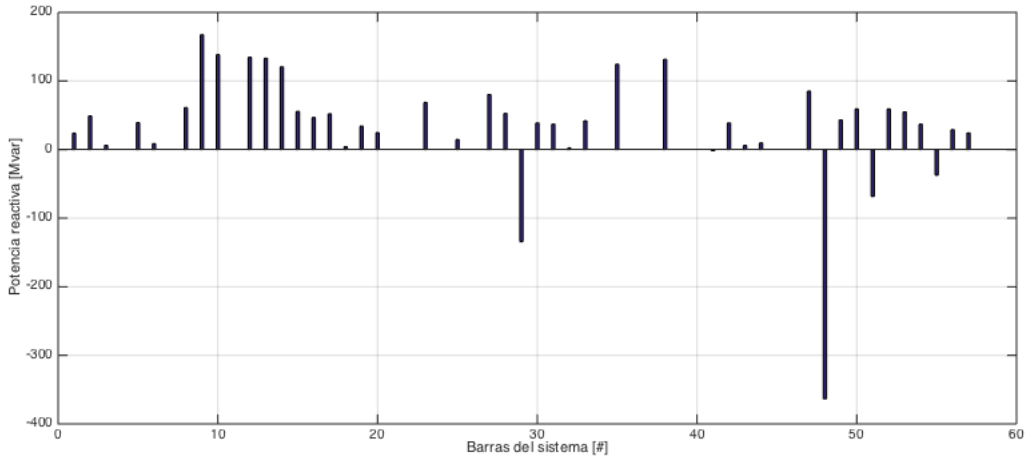

Figura 6.4: Distribución de potencia reactiva planificación DC y compensación, sistema *IEEE* de 57 barras

Por otro lado se muestra en la Figura 6.5 el resultado de la planificación AC, presentando la generación de potencia reactiva en los nodos con generadores construidos. Nuevamente este punto de trabajo cumple con todas las restricciones de las variables eléctricas.

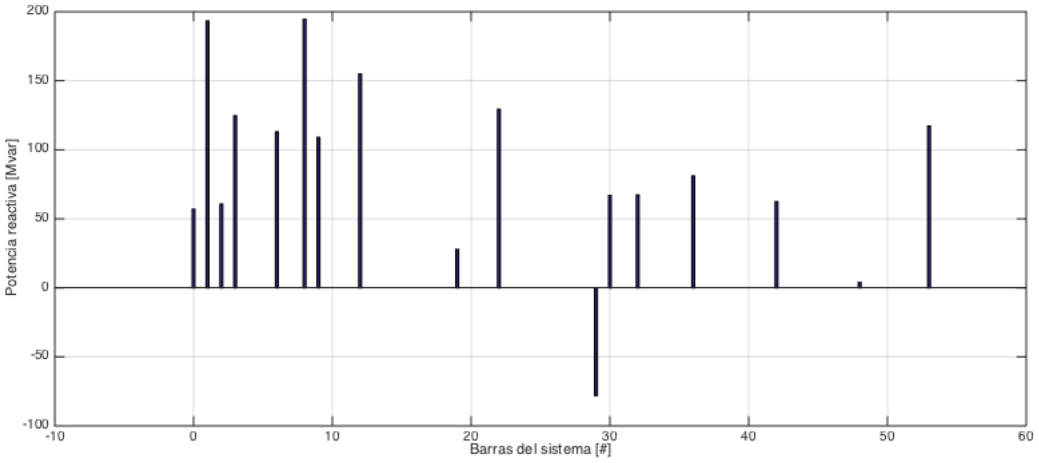

Figura 6.5: Distribución de potencia reactiva planificación AC, sistema *IEEE* de 57 barras

Sin duda y en comparación con la Figura 6.4, la potencia reactiva se distribuye de forma ordenada de acuerdo a las características de la topología.

Finalizando, la diferencia entre los modelos de planificación se acentúa cuando el sistema estudiado está fuertemente solicitado. Por un lado el método DC no incorpora en su modelo la saturación en las variables de transmisión, lo que se ve reflejado en un resultado no apto para la transferencia de energía en corriente alterna. Por otro lado, el modelo de planificación AC revela el gran esfuerzo computacional que debe realizar para resolver el sistema a través del tiempo de simulación.

6.4. Simulación del caso 3

A continuación se presentan los resultados de los algoritmos en las Tablas 6.22 y 6.23. De ésto se destaca la tendencia a invertir en los generadores 2 y 3 correspondientes a los nodos 49 y 59 del sistema respectivamente. Además, la cantidad total de construcciones es mayor en la planificación AC, lo que es de esperarse, ya que la cantidad de restricciones del modelo exige un plan más detallado de crecimiento.

Tabla 6.22: Resultado de inversión DC con horizonte de 7 años

	7 Años							
	Planificación DC							
	Función objetivo				7204196253.58 [$]			
Año	Tiempo				3910.35 [s]			
t	**#10**	**#49**	**#59**	**#79**	**#83**	**#90**	**#96**	**#113**
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	**1**	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	**1**	0	0	0	0	0	0
6	0	0	**1**	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	**1**

Tabla 6.23: Resultado de inversión AC con horizonte de 7 años

	7 Años							
	Planificación AC							
	Función objetivo				7414610622.62 [$]			
Año	Tiempo				66579.52 [s]			
t	**#10**	**#49**	**#59**	**#79**	**#83**	**#90**	**#96**	**#113**
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	**1**	**1**	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	**1**	**1**	0	0	0	0	0
7	**1**	0	0	0	0	0	0	0

En términos temporales la planificación AC reacciona de manera más temprana a las exigencias del modelo, esto se refleja en los años 3 - 6, donde el modelo genera la construcción de una unidad adicional en el tercer año. Así mismo la inversión en el séptimo año se puede adjudicar a la restricción de reserva.

A continuación se analiza la operación para la planificación DC, manteniendo las aproximaciones de forma similar a los casos anteriores, de igual forma a lo ya mencionado se desea analizar el déficit y distribución de potencia reactiva en el sistema eléctrico.

El resultado expuesto en la Figura 6.6 provee un problema masivo de variables sobrepasando sus límites permitidos, estimando de forma temprana que la transferencia de potencia no es factible en esta topología.

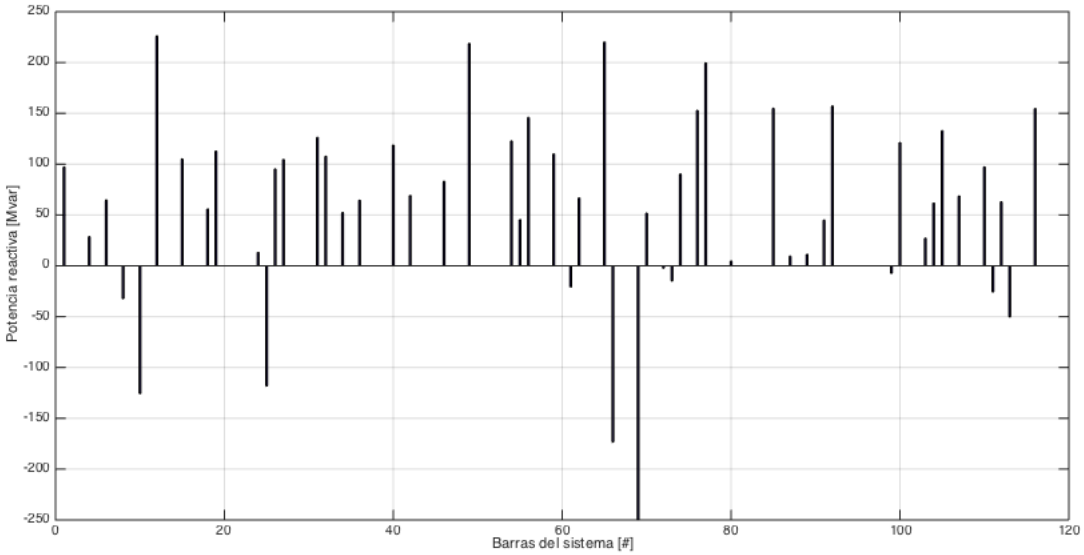

Figura 6.6: Distribución de potencia reactiva para planificación DC, sistema *IEEE* de 118 barras

A continuación en la Figura 6.7 se presenta la distribución de energía reactiva mediante el flujo de potencia con compensaciones.

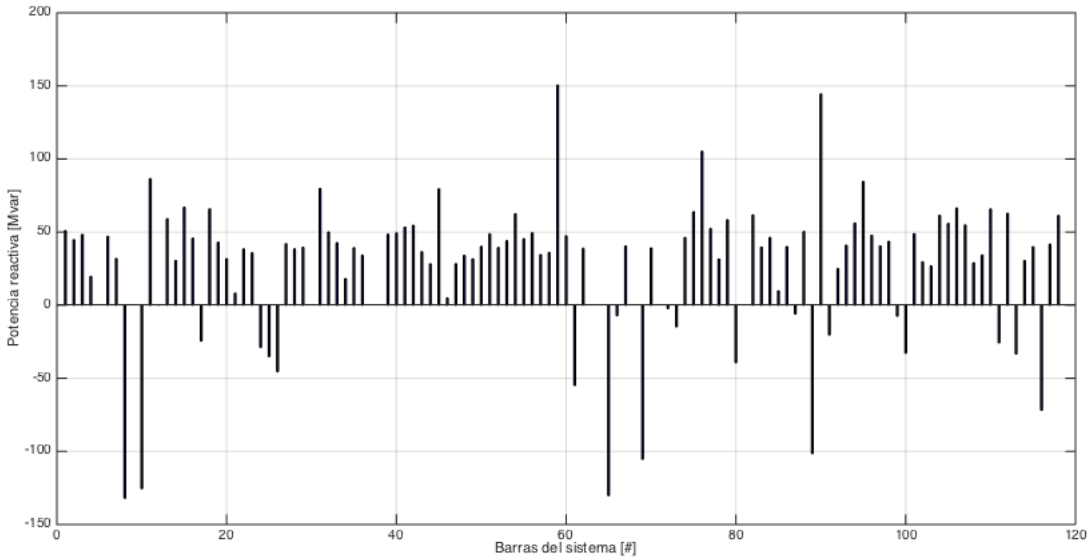

Figura 6.7: Distribución de potencia reactiva planificación DC y compensación, sistema *IEEE* de 118 barras

A simple vista el sistema es incapaz de sostener la demanda de potencia reactiva indicada en el gráfico, requiriendo un análisis más profundo para la convergencia del sistema con el plan de inversión resultante de la planificación DC.

En comparación con los resultados anteriores, se presenta la distribución de potencia reactiva en la Tabla 6.8 entregada por el modelo AC. Nuevamente la operación óptima del escenario más solicitado es factible y la potencia reactiva se distribuye de manera eficiente.

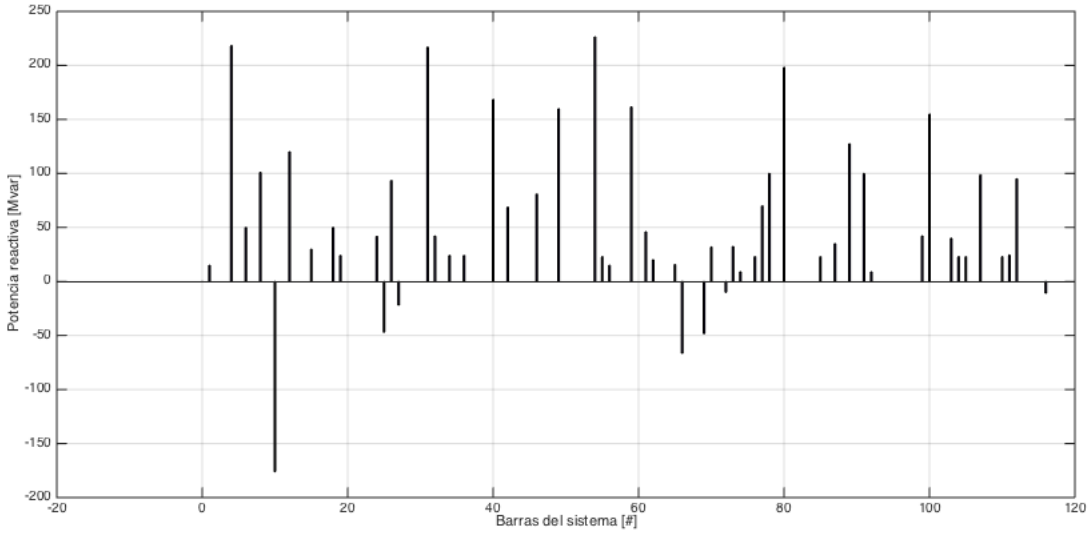

Figura 6.8: Distribución de potencia reactiva planificación AC, sistema *IEEE* de 118 barras

Continuando con el sistema *IEEE* de 118 barras y con el propósito de exponer aún más las diferencias entre los algoritmos de planificación aplicados a un sistema robusto y fuertemente demandado, se agrega un año al horizonte de crecimiento, que se muestra en la Tabla 6.24 correspondiente al aumento del 40 % para la carga inicial.

Tabla 6.24: Perfil de crecimiento, sistema *IEEE* de 118 barras

Año	Factor de crecimiento
1	1
2	1.05
3	1.1
4	1.16
5	1.22
6	1.28
7	1.34
8	1.4

El resultado para la planificación DC en la Tabla 6.25, no indica problemas de operación en el flujo de potencias. Por otro lado, la planificación AC en la tabla 6.26 entrega generación virtual para el

último año, alertando que el sistema no es apto para transferir la cantidad de potencia demandada.

Tabla 6.25: Resultado de inversión DC con horizonte de 8 años

	8 Años							
	Planificación DC							
	Función objetivo				8214537968.3 [$]			
Año	Tiempo				14407.4[s]			
t	**#10**	**#49**	**#59**	**#79**	**#83**	**#90**	**#96**	**#113**
1	0	**1**	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	**1**	0	0	0	0	0	0
4	**1**	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	**2**	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	**3**	0	0	0

Tabla 6.26: Resultado de inversión AC con horizonte de 8 años

	8 Años							
	Planificación AC							
	Función objetivo				15739390154.6 [$]			
Año	Tiempo				37153.47 [s]			
t	**#10**	**#49**	**#59**	**#79**	**#83**	**#90**	**#96**	**#113**
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	**1**	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	**1**	**1**	0	0	0	**1**	0	0
6	0	**1**	0	0	0	0	0	0
7	0	0	**1**	0	0	0	0	0
8	0	**1**	**1**	0	0	**2**	0	**1**

En base a lo anterior, una diferencia en los resultados de inversión corresponde a la cantidad de unidades planificadas. Como se observa, el plan DC es más concentrado en términos espaciales con el objetivo de abastecer la potencia activa del sistema.

En contraste, la planificación AC enseña una distribución espacial repartida por las barras, como ha sido la tendencia del trabajo, esto es debido a las implicancias de incluir la potencia reactiva en el análisis, de esta forma el nivel de tensión y comportamiento de la potencia reactiva se vuelven importantes para mantener la transferencia del flujo energético requerido.

Un resultado adjunto al modelo AC son las tablas de energía no abastecida, que se presentan a continuación. A pesar de la gran inversión que entrega la planificación, ésta por si sola no es capaz de operar el sistema de forma óptima, por lo tanto se requiere la presencia de generación virtual.

Tabla 6.27: Datos de generación virtual para resultado de planificación, sistema 118 barras

Generación virtual			
Barra #	Generación [MW]	Barra #	Generación [Mvar]
13	28.62	21	3.25
88	0.79	44	3.81
-	-	117	3.08

En este caso, compensar la potencia reactiva resulta un método sencillo al análisis, sin embargo esta solución no resuelve el déficit en la potencia activa, y si bien mejora la calidad de transmisión, no es una implicancia que el sistema logre abastecer la energía requerida. Consecuentemente se debe presentar un análisis profundo y detallado tratando se subsanar el conflicto.

6.5. Simulación del caso 4

Los resultados para esta simulación se entregan en las Tablas 6.28 y 6.29. Principalmente la construcción de las unidades de generación para el algoritmo AC obedecen a la necesidad de potencia reactiva.

Tabla 6.28: Resultado planificación, 72 bloques DC

	5 Años		
	Planificación DC		
	FO	413233466.171 [$]	
Año	Tiempo	7.72[s]	
t	**#1**	**#6**	**#5**
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0

Tabla 6.29: Resultado planificación, 72 bloques AC

	5 Años		
	Planificación AC		
	FO	560599408.963 [$]	
Año	Tiempo	5678.14 [s]	
t	**#1**	**#6**	**#5**
1	0	0	**1**
2	0	**1**	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0

En seguida se muestran los resultados para la aproximación en el modelamiento de la demanda para 4 bloques de carga, esto se presenta en Tablas 6.30 y 6.31, con el fin de realizar una comparación entre las metodologías propuestas.

Tabla 6.30: Resultado planificación, 4 bloques DC

	5 Años		
	Planificación DC		
	FO	466956705.348 [$]	
Año	Tiempo	3.9[s]	
t	**#1**	**#6**	**#5**
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0

Tabla 6.31: Resultado planificación, 4 bloques AC

	5 Años		
	Planificación AC		
	FO	582668300.267 [$]	
Año	Tiempo	173.84 [s]	
t	**#1**	**#6**	**#5**
1	0	0	**1**
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	**1**	0
5	0	0	0

De esta forma, analizando los resultados se observa un mayor gasto en la segunda metodología, producto del sobredimensionamiento que adquiere la demanda al ser descrita de forma aproximada.

Con respecto a los resultados, el método DC se mantiene sin invertir, independiente de la descripción de carga. Por otro lado, la planificación AC demora su construcción en la central correspondiente al nodo 6 en dos años, permitiendo replantear la real necesidad de construcción de la unidad de generación, siendo imprescindible en años iniciales de la simulación. Lo que no queda reflejado en la metodología de 4 bloques.

6.6. Simulación del caso 5

A continuación se presenta en las Tablas 6.32 y 6.33 el resultado entregado para la planificación de las centrales de generación. De esta forma, el aumento de potencia reactiva en el nodo 6 del sistema Garver, provoca la necesidad de invertir en una unidad adicional en el nodo 2.

Por otra parte, la planificación DC no tiene control sobre la potencia reactiva, siendo incapaz de responder ante este tipo de demanda.

Tabla 6.32: Resultado planificación, con compensación reactiva DC

	5 Años		
	Planificación DC		
	FO	164535204.041 [$]	
Año	Tiempo	3.19[s]	
t	**#1**	**#2**	**#3**
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	**1**	0
5	0	0	0

Tabla 6.33: Resultado planificación, con compensación reactiva AC

	5 Años		
	Planificación AC		
	FO	196467028.98 [$]	
Año	Tiempo	330.27 [s]	
t	**#1**	**#2**	**#3**
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	**1**	0
4	0	0	0
5	0	**1**	0

Complementando el resultado, en la Tabla 6.34, se muestra la inversión de las compensaciones reactivas. De esta manera, se logra la totalidad de inversión en el primer año, entregando un resultado robusto a la necesidad de adaptar compensaciones capacitivas para tener un resultado óptimo.

Tabla 6.34: Planificación reactivo

Año	Inversión
1	**4**
2	0
3	0
4	0
5	0

De forma opuesta, se presentan resultados en las Tablas 6.35 y 6.36, los que homologan la simulación anterior sin la opción de invertir en unidades de compensación reactiva.

Tabla 6.35: Resultado planificación DC, sin compensación reactiva

	5 Años		
	Planificación DC		
	FO	164535204.041 [$]	
Año	Tiempo	3.19[s]	
t	**#1**	**#2**	**#3**
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	**1**	0
5	0	0	0

Tabla 6.36: Resultado planificación AC, sin compensación reactiva

	5 Años		
	Planificación AC		
	FO	28674333883.9 [$]	
Año	Tiempo	10.57 [s]	
t	**#1**	**#2**	**#3**
1	0	**1**	0
2	0	**2**	0
3	0	0	0
4	0	0	**1**
5	0	0	0

Tabla 6.37: Datos de generación virtual caso 5, sin compensación reactiva

Generación virtual	
Barra #	Generación [MW]
6	0.78

Como se infiere de las tablas, la planificación DC no interviene de mayor forma en el resultado. De forma distinta la planificación AC se ve afectada de manera profunda, el código decide sobreinvertir en centrales de generación para controlar el impacto de la demanda reactiva. Esta sobreinversión se refleja en las barras 2 y 3, la primera con 2 unidades en el segundo año seguido de una inversión en la barra 6 en el cuarto año.

A todo esto, se le agrega la energía producida por la central de falla en el nodo 6 para el último año y bloque punta, por un total de 0.78 [MW], señalando que la sobreinversión aún no es suficiente para solucionar el problema de abastecimiento. De esta forma, se puede concluir que en la planificación de corriente alterna es muy rentable tener la posibilidad de invertir sobre este tipo de unidades.

7. Resumen final y conclusiones

La principal diferencia en los métodos de planificación expuestos en éste trabajo, se explica en la linealización del flujo de carga, con este método se alivia de forma importante la complejidad en la optimización a costa de una aproximación en la operación del sistema. Por otro lado, el modelo no lineal describe la operación natural del sistema, formulando un problema complejo en su resolución.

Continuando con el método no lineal, al incorporar en la planificación la potencia reactiva junto a las variables que conlleva, se obtienen resultados más exactos acompañados de un punto de operación factible. Por el contrario, la planificación DC tiene la ventaja de ser un problema sencillo y rápido de resolver, sin embargo la solución no asegura la capacidad de transmitir la energía demandada, consecuentemente se debe modificar la inyección de potencia reactiva resultante para que la operación sea factible. Este proceso puede ser aún más lento y costoso que el resultado de la planificación en corriente alterna.

Al añadir las pérdidas a los escenarios en estudio para la expansión de generación, la operación se convierte en un punto de quiebre entre los modelos DC y AC. La evaluación de ésta y su aporte a los costos totales del problema, obligan a tener una distribución económica en los flujos de carga, lo cual se traduce en agregar limitantes geográficas a la construcción de nuevas centrales. De esta forma, la operación adquiere mayor relevancia a medida que crece el horizonte de trabajo.

El mayor impacto de la planificación de generación en corriente alterna se observa cuando el sistema tiene una componente importante de potencia reactiva, ya que la influencia de ésta en el nivel de tensión de las barras es fundamental para la transmisión de la energía. De otra forma, si el sistema está solicitado de manera considerable, la congestión en las variables de planificación es un punto que el algoritmo DC no considera, arrojando valores que carecen de sentido. De forma consecuente el algoritmo AC refleja un esfuerzo computacional mayor en el tiempo de simulación.

Con mayor frecuencia el valor de la función objetivo y el tiempo de simulación es mayor en el algoritmo de planificación AC. Todas las implicancias que tiene la operación del sistema producen una metodología más lenta y al mismo tiempo rigurosa, entregando inversiones adecuadas a las demandas del problema. A esto se agrega el carácter distribuido de la implementación para el modelo AC, tendiendo a priorizar el problema técnico de transferencia de potencia por sobre el problema económico, de esta forma para mantener todas las variables de transmisión en los límites de calidad de servicio la implementación de las centrales tiende a ser en varios nodos del sistema. En cambio, para la planificación DC la construcción de centrales se concentra alrededor de los nodos más económicos y no tiene impacto sobre la calidad de servicio.

Concluyendo con esta sección, una de las comparaciones más robustas se observa al momento de ejecutar el flujo de potencia para cada resultado, es así, que la operación para los datos entregados por la planificación AC converge según lo estipulado en el proceso. De forma contraria, el flujo de carga muestra defectos de operación para la metodología DC, en algunos casos no se encuentra convergencia en el proceso, por lo cual se debe sobreinvertir en el sistema con el fin de lograr una operación factible.

7.1. Trabajos futuros

- Lograr expandir el algoritmo presentado para la planificación de la expansión de transmisión y la planificación conjunta de generación y transmisión en corriente alterna.
- Agregar al proceso de optimización una variable natural para el control de tensión en los transformadores, ajustando de manera automática una transformación de tensiones no nominal, cambiando la posición de la toma o *tap*.
- Simular el modelo en sistemas reales y comprender la magnitud del impacto económico que se lograría al cambiar la manera de estudiar el proceso de expansión.
- Describir la demanda inicial con un modelamiento más detallado, comprendiendo un mayor número de periodos incorporando los aspectos temporales de su comportamiento.
- Incorporar el mínimo técnico de generación y modelar la función de costo de forma completa, agregando la componentes cuadrática y constante. Siguiendo con ésta idea, incluir las restricciones de despacho en el modelo.
- Construir criterios para estudiar la posición geográfica y la cantidad de generadores propuestos con mayor exactitud, y así optimizar las variables de planificación en el problema, disminuyendo el esfuerzo computacional. Estos criterios se pueden expandir a la incorporación de generadores virtuales en los periodos y bloques de carga que sean útiles.

8. Anexos

Datos de sistemas para simulaciones

A. Sistema Garver de 6 barras caso 1 A

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	FC [$/MWh]
1	250	-10	100	18.5
2	100	-10	100	14.36
3	50	-10	100	22.11

Tabla 8.1: Datos de generación existente para sistema Garver caso 1 A

Desde-Hacia-#circuito	S^{max} [MVA]	$Y_{i,j}$	α_y	$Y_{i,i}$
1-2-1	100	4.4721	-1.1974	0.04
1-4-1	100	4.8507	-1.3258	0.04
1-5-1	100	3.2207	-1.3101	0.06
2-3-1	100	3.9223	-1.3734	0.06
2-4-1	100	8.9442	-1.1071	0.02
2-5-1	100	3.1622	-1.2490	0.04
2-6-1	100	4.7192	-1.2341	0.05
3-5-1	100	3.4921	-1.1383	0.05
3-6-1	100	9.8059	-1.3734	0.02
4-5-1	100	2.2360	-1.1071	0.08
5-6-1	100	3.1622	-1.2490	0.06

Tabla 8.2: Datos de líneas de transmisión para sistema Garver caso 1 A

B. Sistema Garver de 6 barras caso 1 B y caso 4

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	FC [$/MWh]
1	250	-50	50	18.5
2	100	-20	20	14.36
3	50	-100	100	22.11

Tabla 8.3: Datos de generación existente para sistema Garver caso 1 B

Desde-Hacia-#circuito	S^{max} [MVA]	$Y_{i,j}$	α_y	$Y_{i,i}$
1-2-1	150	4.4721	-1.1974	0.04
1-4-1	150	4.8507	-1.3258	0.04
1-5-1	100	3.2207	-1.3101	0.06
2-3-1	100	3.9223	-1.3734	0.06
2-4-1	150	8.9442	-1.1071	0.02
2-5-1	100	3.1622	-1.2490	0.04
2-6-1	110	4.7192	-1.2341	0.05
3-5-1	200	3.4921	-1.1383	0.05
3-6-1	110	9.8059	-1.3734	0.02
4-5-1	100	2.2360	-1.1071	0.08
5-6-1	100	3.1622	-1.2490	0.06

Tabla 8.4: Datos de líneas de transmisión para sistema Garver caso 1 B

C. Sistema *IEEE* de 57 barras

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	FC [$/MWh]
1	275.88	-140	200	20
2	250	-17	150	40
3	240	-10	160	20
6	250	-8	125	40
8	250	-140	200	20
9	250	-3	109	40
12	110	-150	155	20

Tabla 8.5: Datos de generación existente para sistema *IEEE* de 57 barras

Desde-Hacia-#circuito	S^{max} [MVA]	$Y_{i,j}$	α_y	$Y_{i,i}$	Tap
1-2-1	300	34.2416	-1.2826	0.129	-
2-3-1	300	11.1022	-1.2336	0.0818	-
3-4-1	300	26.1265	-1.2738	0.038	-
4-5-1	300	6.847	-1.1286	0.0258	-
4-6-1	300	6.4884	-1.288	0.0348	-
6-7-1	300	9.6207	-1.3772	0.0276	-
6-8-1	300	5.6725	-1.3773	0.047	-
8-9-1	300	19.4321	-1.3772	0.0548	-
9-10-1	300	5.8171	-1.3545	0.044	-
9-11-1	300	11.2819	-1.2754	0.0218	-
9-12-1	300	3.3109	-1.3546	0.0772	-
9-13-1	300	6.0548	-1.2753	0.0406	-
13-14-1	300	22.0444	-1.2755	0.011	-
13-15-1	300	10.9928	-1.2706	0.023	-
1-15-1	300	10.7846	-1.3776	0.0988	-
1-16-1	300	4.7406	-1.3539	0.0546	-
1-17-1	300	9.0423	-1.3539	0.0286	-
3-15-1	300	18.0438	-1.2742	0.0544	-
4-18-1	300	1.8018	-1.5708	0	0.97
4-18-2	300	2.3256	-1.5708	0	0.978
5-6-1	300	14.1127	-1.1305	0.0124	-
7-8-1	300	13.7847	-1.378	0.0194	-
10-12-1	300	7.7397	-1.3547	0.0328	-
11-13-1	300	13.0682	-1.2751	0.0188	-
12-13-1	300	16.4826	-1.273	0.0604	-
12-16-1	300	12.0093	-1.3529	0.0216	-
12-17-1	300	5.4541	-1.3525	0.0476	-
14-15-1	300	17.4488	-1.2678	0.0148	-
18-19-1	300	1.2111	-0.9784	0	-
19-20-1	300	1.9301	-0.993	0	-
21-20-1	300	1.2875	-1.5708	0	1.043
21-22-1	300	7.2346	-1.0093	0	-
22-23-1	300	55.1276	-0.9935	0	-
23-24-1	300	3.2775	-0.9955	0.0084	-
24-25-1	300	0.846	-1.5708	0	-
24-25-2	300	0.813	-1.5708	0	-
24-26-1	300	21.1416	-1.5708	0	1.043
26-27-1	300	3.3016	-0.9947	0	-
27-28-1	300	8.7976	-0.996	0	-
28-29-1	300	13.8769	-0.952	0	-

Tabla 8.6: Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 57 barras, parte 1

Desde-Hacia-#circuito	S^{max} [MVA]	$Y_{i,j}$	α_y	$Y_{i,i}$	Tap
7-29-1	300	15.4321	-1.5708	0	0.967
25-30-1	300	4.1159	-0.9817	0	-
30-31-1	300	1.6824	-0.9903	0	-
31-32-1	300	1.0996	-0.9794	0	-
32-33-1	300	18.789	-0.7429	0	-
34-32-1	300	1.0493	-1.5708	0	0.975
34-35-1	300	10.6673	-0.9828	0.0032	-
35-36-1	300	14.536	-0.8956	0.0016	-
36-37-1	300	21.4149	-0.9007	0	-
37-38-1	300	8.3279	-0.9978	0.002	-
37-39-1	300	22.3182	-1.0082	0	-
36-40-1	300	18.0435	-0.9988	0	-
22-38-1	300	28.4108	-0.9938	0	-
11-41-1	300	1.3351	-1.5708	0	0.955
41-42-1	300	2.4489	-1.0392	0	-
41-43-1	300	2.4272	-1.5708	0	1
38-44-1	300	15.3259	-1.1119	0.002	-
15-45-1	300	9.5969	-1.5708	0	0.955
14-46-1	300	13.6054	-1.5708	0	0.9
46-47-1	300	13.9306	-1.2446	0.0032	-
47-48-1	300	33.823	-0.9077	0	-
48-49-1	300	6.5099	-0.9969	0.0048	-
49-50-1	300	6.6227	-1.0116	0	-
50-51-1	300	3.8459	-1.0086	0	-
10-51-1	300	14.0449	-1.5708	0	0.93
13-49-1	300	5.2356	-1.5708	0	0.895
29-52-1	300	4.2348	-0.9139	0	-
52-53-1	300	8.035	-0.9119	0	-
53-54-1	300	3.3503	-0.8903	0	-
54-55-1	300	3.5071	-0.918	0	-
11-43-1	300	6.5359	-1.5708	0	0.958
44-45-1	300	7.1945	-1.1052	0.004	-
40-56-1	300	0.8368	-1.5708	0	0.958
56-41-1	300	1.2833	-0.7818	0	-
56-42-1	300	2.422	-1.0302	0	-
39-57-1	300	0.738	-1.5708	0	0.98
57-56-1	300	3.1964	-0.981	0	-
38-49-1	300	4.7376	-0.9946	0.003	-
38-48-1	300	17.4165	-0.9963	0	-
9-55-1	300	8.2988	-1.5708	0	0.94

Tabla 8.7: Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 57 barras, parte 2

	Valle		Media		Resto		Punta	
Barra	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
#	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
1	55	17	60	22	65	27	70	32
2	3	88	8	93	13	98	18	103
3	41	21	46	26	51	31	56	36
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	13	4	18	9	23	14	28	19
6	75	2	80	7	85	12	90	17
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	150	22	155	27	160	32	165	37
9	121	26	126	31	131	36	136	41
10	5	2	10	7	15	12	20	17
11	0	0	0	0	0	0	0	0
12	377	24	382	29	287	34	392	39
13	18	3	23	8	28	13	33	18
14	11	6	16	11	21	16	26	21
15	22	5	27	10	32	15	37	20
16	43	3	48	8	53	13	58	18
17	42	8	47	13	52	18	57	23
18	28	10	33	15	38	20	43	25
19	4	1	9	6	14	11	19	16
20	3	1	8	6	13	11	18 0	16
21	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0
23	7	3	12	8	17	13	22	18
24	0	0	0	0	0	0	0	30
25	7	4	12	9	17	14	22	19
26	0	0	0	0	0	0	0	0
27	10	1	15	6	20	11	25	16
28	5	3	10	8	15	13	20	18
29	17	3	23	8	28	13	32	18
30	4	2	9	7	14	12	19	17
31	6	3	11	8	16	13	21	18
32	2	1	7	6	12	11	17	16
33	4	2	9	7	14	12	19	17
34	0	0	0	0	0	0	0	0
35	6	3	11	8	16	13	21	18
36	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0
38	14	7	19	12	24	17	29	22
39	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 8.8: Datos para la carga inicial del sistema *IEEE* de 57 barras, parte 1

	Valle		Media		Resto		Punta	
Barra	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
#	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
41	7	3	12	8	17	13	22	18
42	8	5	13	10	18	15	23	20
43	2	1	7	6	12	11	17	16
44	12	2	17	7	22	12	27	17
45	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	0	0	0
47	30	12	35	17	40	22	45	27
48	0	0	0	0	0	0	0	0
49	18	9	23	14	28	19	33	24
50	21	11	26	16	31	21	36	26
51	18	6	23	11	28	16	33	21
52	5	3	10	8	15	13	20	18
53	20	10	25	15	30	20	35	25
54	5	2	10	7	15	12	20	17
55	7	4	12	9	17	14	22	19
56	8	3	13	8	18	13	23	18
57	7	2	12	7	17	12	22	17

Tabla 8.9: Datos de generación existente para sistema *IEEE* de 57 barras, parte 2

D. Sistema *IEEE* de 118 barras

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	FC [$/MWh]
1	100	-5	15	40
4	100	-300	300	40
6	100	-13	50	40
8	100	-300	300	20
10	150	-147	200	20
12	185	-35	120	40
15	100	-10	30	40
18	100	-16	50	40
19	100	-8	24	40
24	100	-300	300	20
25	320	-47	140	40
26	414	-1000	1000	20
27	100	-300	300	33
31	107	-300	300	44
32	100	-14	42	25
34	100	-8	24	50
36	100	-8	24	40
40	100	-300	300	20
42	100	-300	300	30
46	119	-100	100	20
54	148	-300	300	20
55	100	-8	23	30
56	100	-8	15	40
61	260	-100	300	33
62	100	-20	20	22

Tabla 8.10: Datos de generación existente para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 1

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	FC [$/MWh]
65	300	-67	200	30
66	300	-67	200	40
69	805.2	-300	300	40
70	100	-10	32	20
72	100	-100	100	40
73	100	-100	100	25
74	100	-6	9	33
76	100	-8	23	44
77	100	-20	70	30
80	577	-165	280	20
85	100	-8	23	40
87	104	-100	1000	40
89	507	-210	300	20
91	100	-100	100	40
92	100	-3	9	20
99	100	-100	100	40
100	352	-50	155	20
103	140	-15	40	20
104	100	-8	23	40
105	100	-8	23	50
107	100	-200	200	50
110	100	-8	23	52
111	136	-100	1000	39
112	100	-100	1000	45
116	100	-1000	1000	45
78	200	-100	100	15

Tabla 8.11: Datos de generación existente para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 2

Desde-Hacia-#circuito	S^{max} [MVA]	$Y_{i,j}$	α_y	$Y_{i,i}$	Tap
1-2-1	300	9.5791	-1.2763	0.0254	-
1-3-1	300	22.5637	-1.2754	0.01082	-
4-5-1	300	122.372	-1.3537	0.0021	-
3-5-1	300	9.037	-1.3512	0.0284	-
5-6-1	300	18.0846	-1.3539	0.01426	-
6-7-1	300	46.9474	-1.3536	0.0055	-
8-9-1	300	32.6825	-1.491	1.162	-
8-5-1	300	37.4532	-1.5708	0	0.985
9-10-1	300	30.9567	-1.4908	1.23	-
4-11-1	300	13.9073	-1.2759	0.01748	-
5-11-1	300	14.0534	-1.2815	0.01738	-
11-12-1	300	48.8204	-1.2761	0.00502	-
2-12-1	300	15.5338	-1.2761	0.01572	-
3-12-1	300	5.9823	-1.277	0.0406	-
7-12-1	300	28.5098	-1.3225	0.00874	-
11-13-1	300	13.0871	-1.2753	0.01876	-
12-14-1	300	13.5324	-1.2756	0.01816	-
13-15-1	300	3.9143	-1.2753	0.06268	-
14-15-1	300	4.905	-1.2746	0.0502	-
12-16-1	300	11.6208	-1.3219	0.0214	-
15-17-1	300	21.9058	-1.2775	0.0444	-
16-17-1	300	5.384	-1.3239	0.0466	-
17-18-1	300	19.2395	-1.3319	0.01298	-
18-19-1	300	19.7808	-1.3476	0.01142	-
19-20-1	300	8.3554	-1.3587	0.0298	-
15-19-1	300	24.2796	-1.2752	0.0101	-
20-21-1	300	11.5141	-1.3585	0.0216	-
21-22-1	300	10.078	-1.3586	0.0246	-
22-23-1	300	6.1487	-1.3589	0.0404	-
23-24-1	300	19.6007	-1.303	0.0498	-
23-25-1	300	12.2689	-1.3782	0.0864	-
26-25-1	300	26.178	-1.5708	0	0.96
25-27-1	300	6.0214	-1.3781	0.1764	-
27-28-1	300	11.4137	-1.3507	0.0216	-
28-29-1	300	10.2846	-1.3246	0.0238	-
30-17-1	300	25.7732	-1.570	0	0.96
8-30-1	300	19.7691	-1.4855	0.514	-
26-30-1	300	11.578	-1.4782	0.908	-
17-31-1	300	6.1226	-1.2763	0.0399	-
29-31-1	300	28.7213	-1.2554	0.0083	-

Tabla 8.12: Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 1

Desde-Hacia-#circuito	S^{max} [MVA]	$Y_{i,j}$	α_y	$Y_{i,i}$	Tap
23-32-1	300	8.3627	-1.3025	0.1173	-
31-32-1	300	9.7173	-1.277	0.0251	-
27-32-1	300	12.6748	-1.2763	0.01926	-
15-33-1	300	7.6879	-1.2743	0.03194	-
19-34-1	300	3.8731	-1.2753	0.0632	-
35-36-1	300	95.7573	-1.3546	0.00268	-
35-37-1	300	19.6453	-1.353	0.01318	-
33-37-1	300	6.7595	-1.2865	0.0366	-
34-36-1	300	35.4863	-1.2566	0.00568	-
34-37-1	300	102.6445	-1.3049	0.00984	-
38-37-1	300	26.6667	-1.5708	0	0.935
37-39-1	300	9.029	-1.2767	0.027	-
37-40-1	300	5.613	-1.2315	0.042	-
30-38-1	300	18.4505	-1.4851	0.422	-
39-40-1	300	15.8137	-1.2756	0.01552	-
40-41-1	300	19.6801	-1.2814	0.01222	-
40-42-1	300	5.2293	-1.2763	0.0466	-
41-42-1	300	7.0877	-1.2759	0.0344	-
43-44-1	300	3.9554	-1.3279	0.06068	-
34-43-1	300	5.777	-1.3299	0.04226	-
44-45-1	300	10.7709	-1.3271	0.0224	-
45-46-1	300	7.0733	-1.2839	0.0332	-
46-47-1	300	7.5436	-1.2801	0.0316	-
46-48-1	300	5.0422	-1.2629	0.04726	-
47-49-1	300	15.3014	-1.2742	0.01604	-
42-49-1	300	3.0228	-1.3529	0.086	-
42-49-2	300	3.0228	-1.3529	0.0866	-
45-49-1	300	5.046	-1.2184	0.04446	-
48-49-1	300	18.6642	-1.2302	0.01258	-
49-50-1	300	12.5314	-1.2296	0.01874	-
49-51-1	300	6.8792	-1.2299	0.0342	-
51-52-1	300	16.0757	-1.2384	0.01396	-
52-53-1	300	5.9368	-1.328	0.04058	-
53-54-1	300	8.0127	-1.3585	0.031	-
49-54-1	300	3.3548	-1.3234	0.0738	-
49-54-2	300	3.2927	-1.2806	0.073	-
54-55-1	300	13.7567	-1.3362	0.0202	-
54-56-1	300	100.6233	-1.2904	0.00732	-
55-56-1	300	63.016	-1.2582	0.00374	-
56-57-1	300	9.7553	-1.2296	0.0242	-

Tabla 8.13: Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 2

Desde-Hacia-#circuito	S^{max} [MVA]	$Y_{i,j}$	α_y	$Y_{i,i}$	Tap
50-57-1	300	7.0355	-1.2308	0.0332	-
56-58-1	300	9.7553	-1.2296	0.0242	-
51-58-1	300	13.1082	-1.23	0.01788	-
54-59-1	300	4.2598	-1.3549	0.0598	-
56-59-1	300	3.7849	-1.2532	0.0569	-
56-59-2	300	3.9662	-1.2467	0.0536	-
55-59-1	300	4.5261	-1.3546	0.05646	-
59-60-1	300	6.7374	-1.3556	0.0376	-
59-61-1	300	6.5128	-1.3555	0.0388	-
60-61-1	300	72.6971	-1.3777	0.01456	-
60-62-1	300	17.4117	-1.355	0.01468	-
61-62-1	300	25.9792	-1.3551	0.0098	-
63-59-1	300	25.9067	-1.5708	0	0.96
63-64-1	300	49.8161	-1.485	0.216	-
64-61-1	300	37.3134	-1.5708	0	0.985
38-65-1	300	10.0999	-1.4797	1.046	-
64-65-1	300	32.982	-1.482	0.38	-
49-66-1	300	10.6785	-1.3774	0.0248	-
49-66-2	300	10.6785	-1.3774	0.0248	-
62-66-1	300	4.479	-1.3532	0.0578	-
62-67-1	300	8.3465	-1.3538	0.031	-
65-66-1	300	27.027	-1.5708	0	0.935
66-67-1	300	9.6207	-1.3536	0.02682	-
65-68-1	300	62.2688	-1.4848	0.638	-
47-69-1	300	3.4443	-1.2758	0.07092	-
49-69-1	300	2.953	-1.2757	0.0828	-
68-69-1	300	27.027	-1.5708	0	0.935
69-70-1	300	7.6631	-1.3388	0.122	-
24-70-1	300	2.4301	-1.5654	0.10198	-
70-71-1	300	27.3379	-1.3273	0.00878	-
24-72-1	300	4.9509	-1.3268	0.0488	-
71-72-1	300	5.3925	-1.3279	0.04444	-
71-73-1	300	21.6363	-1.3823	0.01178	-
70-74-1	300	7.2336	-1.2765	0.03368	-
70-75-1	300	6.7864	-1.2761	0.036	-
69-75-1	300	7.7793	-1.2503	0.124	-
74-75-1	300	23.5725	-1.2766	0.01034	-
76-77-1	300	6.4718	-1.2793	0.0368	-
69-77-1	300	9.4678	-1.2739	0.1038	-
75-77-1	300	4.7907	-1.2787	0.04978	-

Tabla 8.14: Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 3

Desde-Hacia-#circuito	S^{max} [MVA]	$Y_{i,j}$	α_y	$Y_{i,i}$	Tap
77-78-1	300	77.1752	-1.2764	0.01264	-
78-79-1	300	39.9945	-1.3507	0.00648	-
77-80-1	300	19.4579	-1.2337	0.0472	-
77-80-2	300	9.1711	-1.2978	0.0228	-
79-80-1	300	13.8681	-1.3527	0.0187	-
68-81-1	300	49.3202	-1.4844	0.808	-
81-80-1	300	27.027	-1.5708	0	0.935
77-82-1	300	11.0674	-1.2347	0.08174	-
82-83-1	300	26.0939	-1.2742	0.03796	-
83-84-1	300	6.847	-1.1286	0.0258	-
83-85-1	300	6.4884	-1.288	0.0348	-
84-85-1	300	14.1127	-1.1305	0.01234	-
85-86-1	300	7.8197	-1.2936	0.0276	-
86-87-1	300	4.7774	-1.4353	0.0445	-
85-88-1	300	9.6207	-1.3772	0.0276	-
85-89-1	300	5.726	-1.4335	0.047	-
88-89-1	300	13.7847	-1.378	0.01934	-
89-90-1	300	5.1281	-1.3019	0.0528	-
89-90-2	300	9.756	-1.3365	0.106	-
90-91-1	300	11.4451	-1.2758	0.0214	-
89-92-1	300	19.4321	-1.3772	0.0548	-
89-92-2	300	6.1383	-1.3272	0.0414	-
91-92-1	300	7.5212	-1.2754	0.03268	-
92-93-1	300	11.2819	-1.2754	0.0218	-
92-94-1	300	6.0548	-1.2753	0.0406	-
93-94-1	300	13.0682	-1.2751	0.01876	-
94-95-1	300	22.0444	-1.2755	0.0111	-
80-96-1	300	5.3923	-1.3776	0.0494	-
82-96-1	300	18.0438	-1.2742	0.0544	-
94-96-1	300	10.9928	-1.2706	0.023	-
80-97-1	300	10.5069	-1.3773	0.0254	-
80-98-1	300	9.0423	-1.3539	0.0286	-
80-99-1	300	4.7406	-1.3539	0.0546	-
92-100-1	300	3.3109	-1.3546	0.0472	-
94-100-1	300	16.4826	-1.273	0.0604	-
95-96-1	300	17.4488	-1.2678	0.01474	-
96-97-1	300	11.0895	-1.3778	0.024	-
98-100-1	300	5.4541	-1.3525	0.0476	-
99-100-1	300	12.0093	-1.3529	0.0216	-
100-101-1	300	7.7397	-1.3547	0.0328	-

Tabla 8.15: Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 4

Desde-Hacia-#circuito	S^{max} [MVA]	$Y_{i,j}$	α_y	$Y_{i,i}$	Tap
92-102-1	300	17.4711	-1.3542	0.01464	-
101-102-1	300	8.7207	-1.3546	0.0294	-
100-103-1	300	18.2203	-1.275	0.0536	-
100-104-1	300	4.7864	-1.3532	0.0541	-
103-104-1	300	6.0565	-1.2847	0.0407	-
103-105-1	300	5.8452	-1.2527	0.0408	-
100-106-1	300	4.222	-1.3125	0.0626	-
104-105-1	300	25.5852	-1.3137	0.00986	-
105-106-1	300	17.7107	-1.3202	0.01434	-
105-107-1	300	5.2488	-1.2889	0.0472	-
105-108-1	300	13.3353	-1.2153	0.01844	-
106-107-1	300	5.2488	-1.2889	0.0472	-
108-109-1	300	32.6218	-1.2212	0.0076	-
103-110-1	300	5.392	-1.3586	0.0461	-
109-110-1	300	12.3285	-1.221	0.0202	-
110-111-1	300	12.7162	-1.2873	0.02	-
110-112-1	300	14.5771	-1.2025	0.062	-
17-113-1	300	31.7923	-1.2763	0.00768	-
32-113-1	300	4.7145	-1.2766	0.0518	-
32-114-1	300	15.9563	-1.3537	0.01628	-
27-115-1	300	13.1764	-1.353	0.01972	-
114-115-1	300	93.8853	-1.3531	0.00276	-
68-116-1	300	246.0481	-1.487	0.164	-
12-117-1	300	6.9534	-1.34	0.0358	-
75-118-1	300	19.9052	-1.278	0.01198	-
76-118-1	300	17.6	-1.278	0.01356	-

Tabla 8.16: Datos de líneas de transmisión para sistema *IEEE* de 118 barras, parte 5

	Valle		Media		Resto		Punta	
Barra	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
#	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
1	51	27	56	32	61	37	66	42
2	20	9	25	14	30	19	35	24
3	39	10	44	15	49	20	54	25
4	39	12	44	17	49	22	54	27
5	0	0	0	0	0	0	0	0
6	52	22	57	27	62	32	67	37
7	19	2	24	7	29	12	34	17
8	28	0	33	0	38	0	43	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0
11	70	23	75	28	80	33	85	38
12	47	10	52	15	57	20	62	25
13	34	16	39	21	44	26	49	31
14	14	1	19	6	24	11	29	16
15	90	30	95	35	100	40	105	45
16	25	10	30	15	35	20	40	25
17	11	3	16	8	21	13	26	18
18	60	34	65	39	70	44	75	49
19	45	25	50	30	55	35	60	40
20	18	3	23	8	28	13	33	18
21	14	8	19	13	24	18	29	23
22	10	5	15	10	20	15	25	20
23	7	3	12	8	17	13	22	18
24	13	0	18	0	23	0	28	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0
27	71	13	76	18	81	23	86	28
28	17	7	22	12	27	17	32	22
29	24	4	29	9	34	14	39	19
30	0	0	0	0	0	0	0	0
31	43	27	48	32	53	37	58	42
32	59	23	64	28	69	33	74	38
33	23	9	28	14	33	19	38	24
34	59	26	64	31	69	36	74	41
35	33	9	38	14	43	19	48	24
36	31	17	36	22	41	27	46	32
37	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0
39	27	11	32	16	37	21	42	26
40	66	23	71	28	76	33	81	38

Tabla 8.17: Datos para la carga inicial del sistema *IEEE* de 118 barras, parte 1

	Valle		Media		Resto		Punta	
Barra	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
#	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
41	37	10	42	15	47	20	52	25
42	96	23	101	28	106	33	111	38
43	18	7	23	12	28	17	33	22
44	16	8	21	13	26	18	31	23
45	53	22	58	27	63	32	68	37
46	28	10	33	15	38	20	43	25
47	34	0	39	0	44	0	49	0
48	20	11	25	16	30	21	35	26
49	87	30	92	35	97	40	102	45
50	17	4	22	9	27	14	32	19
51	17	8	22	13	27	1832	23	
52	18	5	23	10	28	15	33	20
53	23	11	28	16	33	21	38	26
54	113	32	118	37	123	42	128	47
55	63	22	68	27	73	32	78	37
56	84	18	89	23	94	28	99	33
57	12	3	17	8	22	13	27	18
58	12	3	17	8	22	13	27	18
59	277	113	282	118	287	123	292	128
60	78	3	83	8	88	13	93	18
61	0	0	0	0	0	0	0	0
62	77	14	82	19	87	24	92	29
63	0	0	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0	0	0
66	39	18	44	23	49	28	54	33
67	28	7	33	12	38	17	43	22
68	0	0	0	0	0	0	0	0
69	0	0	0	0	0	0	0	0
70	66	20	71	25	76	30	81	35
71	0	0	0	0	0	0	0	0
72	12	0	17	0	22	0	27	0
73	6	0	11	0	16	0	21	0
74	68	27	73	32	78	37	83	42
75	47	11	52	16	57	21	62	26
76	68	36	73	41	78	46	83	51
77	61	28	66	33	71	38	76	43
78	71	26	76	31	81	36	86	41
79	39	32	44	37	49	42	54	47
80	130	26	135	31	140	36	145	41

Tabla 8.18: Datos para la carga inicial del sistema *IEEE* de 118 barras, parte 2

	Valle		Media		Resto		Punta	
Barra	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
#	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
81	0	0	0	0	0	0	0	0
82	54	27	59	32	64	37	69	42
83	20	10	25	15	30	20	35	25
84	11	7	16	12	21	17	26	22
85	24	15	29	20	34	25	39	30
86	21	10	26	15	31	20	36	25
87	0	0	0	0	0	0	0	0
88	48	10	53	15	58	20	63	25
89	0	0	0	0	0	0	0	0
90	163	42	168	47	173	52	178	57
91	10	0	15	0	20	0	25	0
92	65	10	70	15	75	20	80	25
93	12	7	17	12	22	17	27	22
94	30	16	35	21	40	26	45	31
95	42	31	47	36	52	41	57	46
96	38	15	43	20	48	25	53	30
97	15	9	20	14	25	19	30	24
98	34	8	39	13	44	18	49	23
99	42	0	47	0	52	0	57	0
100	37	18	42	23	47	28	52	33
101	22	15	27	20	32	25	37	30
102	5	3	10	8	15	13	20	18
103	23	16	28	21	33	26	38	31
104	38	25	43	30	48	35	53	40
105	31	26	36	31	41	36	46	41
106	43	16	48	21	53	26	58	31
107	50	12	55	17	60	22	65	27
108	2	1	7	6	12	11	17	16
109	8	3	13	8	18	13	23	18
110	39	30	44	35	49	40	54	45
111	0	0	0	0	0	0	0	0
112	68	13	73	18	78	23	83	28
113	6	0	11	0	16	0	21	0
114	8	3	13	8	18	13	23	18
115	22	7	27	12	32	17	37	22
116	184	0	189	0	194	0	199	0
117	20	8	25	13	30	18	35	23
118	33	15	38	20	43	25	48	30

Tabla 8.19: Datos para la carga inicial del sistema *IEEE* de 118 barras, parte 3

E. Sistema Garver, planificación considerando día tipo

Barra #	P^{Max} [MW]	Q^{Min} [Mvar]	Q^{Max} [Mvar]	FC [$/MWh]
1	350	-150	150	18.5
2	400	-260	260	14.36
3	350	-150	150	22.11

Tabla 8.20: Datos de generación existente para sistema Garver caso 5

Desde-Hacia-#circuito	S^{max} [MVA]	$Y_{i,j}$	α_y	$Y_{i,i}$
1-2-1	500	4.4721	-1.1974	0.04
1-4-1	500	4.8507	-1.3258	0.04
1-5-1	500	3.2207	-1.3101	0.06
2-3-1	500	3.9223	-1.3734	0.06
2-4-1	500	8.9442	-1.1071	0.02
2-5-1	500	3.1622	-1.2490	0.04
2-6-1	500	4.7192	-1.2341	0.05
3-5-1	500	3.4921	-1.1383	0.05
3-6-1	500	9.8059	-1.3734	0.02
4-5-1	500	2.2360	-1.1071	0.08
5-6-1	500	3.1622	-1.2490	0.06

Tabla 8.21: Datos de líneas de transmisión para sistema Garver caso 5

Tabla 8.22: Datos para la carga inicial del sistema Garver, Caso 5, parte 1

	B1		B2		B3		B4		B5	
Barra #	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	110.6	31.6	101.8	29	96.4	27.5	93.4	26.7	92.6	26.47
5	322.6	92.2	288.5	82.4	265.1	75.7	249.4	71.2	239.39	68.4
6	119.8	34.2	118.8	33.9	120.5	34.4	124.7	35.6	131.3	37.5

Tabla 8.23: Datos para la carga inicial del sistema Garver, Caso 5, parte 2

	B6		B7		B8		B9		B10	
Barra	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
#	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	93.2	26.7	95.2	27.2	98	28	109.5	31.3	119.2	34
5	233.2	66.63	230.3	65.3	228.7	65.3	246.3	70.3	258.35	73.8
6	139.9	39.9	150.8	43.1	163.3	46.7	191.5	54.7	218.5	62.4

Tabla 8.24: Datos para la carga inicial del sistema Garver, Caso 5, parte 3

	B11		B12		B13		B14		B15	
Barra	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
#	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	125	35.7	128.3	36.7	128.6	36.7	130.2	37.2	130.7	37.2
5	260.4	74.38	256.6	73.3	246.6	70.5	235.5	67.27	227.8	65.1
6	239.4	68.4	256.5	73.3	267.9	76.6	278.13	79.5	292.8	83.6

*El resto de la demanda, correspondiente a los bloques de carga B16 hasta B72, se encuentran adjuntos en anexos digitales.

F. Modelo de planificación DC

$$\begin{aligned} min\ f : \sum_{t\in\tau}\Gamma_t[\sum_{g\in B}(CI_g\cdot N_{g,t}+CO_g\cdot(N_{g,t}+\sum_{t_a=1}^{t-1}N_{g,t_a}))\cdot P_g^{Max} \\ +\sum_{b\in B_C}\sum_{g\in(B\cup E)}FC_g\cdot h_b\cdot P_{g,b,t}+VoLL\cdot h_b\cdot\sum_{g\in V}P_{g,b,t}] \end{aligned} \tag{8.1}$$

$$\Gamma_t=\frac{1}{(1+z)^t} \tag{8.2}$$

Sujeto a:

$$P_{ij,b,t}=B_{ij}\cdot(\alpha_{i,b,t}-\alpha_{j,b,t}) \tag{8.3}$$

$$\sum_{g\in(B\cup E)}P_{g,b,t}+\sum_{g\in V}P_{g,b,t}-\sum_{i,j\in n}P_{ij,b,t}-\sum_{i\in n}Pd_{i,b,t}=0 \tag{8.4}$$

$$\sum_{g \in B} P_g^{Max} \cdot (N_{g,t} + \sum_{t_a=1}^{t-1} N_{g,t_a}) + \sum_{g \in E} P_g^{Max} \geq R \cdot Dem_t^{Max} \tag{8.5}$$

$$\sum_{g \in B} (N_{g,t} + \sum_{t_a=1}^{t-1} N_{g,t_a} \leq N_g^{Max}) \tag{8.6}$$

$$\sum_{g \in B} [P_{g,b,t} \leq P_g^{Max} \cdot (N_{g,t} + \sum_{t_a=1}^{t-1} N_{g,t_a})] \tag{8.7}$$

$$0 \leq N_{g,t} \leq N_g^{Max} \tag{8.8}$$

$$0 \leq P_{g,b,t} \leq P_g^{Max} \tag{8.9}$$

$$-P_{i,j}^{Max} \leq P_{ij,b,t} \leq P_{i,j}^{Max} \tag{8.10}$$

$\forall\ i, j\ \epsilon\ n$, $\forall\ b\ \epsilon\ B_C$, $\forall\ t\ \epsilon\ \tau$, $\forall\ g\ \epsilon\ G_P$ con $B \subseteq G_P$, $E \subseteq G_P$, $V \subseteq G_P$

Referencias

[1] R. Lougee-Heimer, "The common optimization interface for operations research: Promoting open-source software in the operations research community," *IBM Journal of Research and Development*, vol. 47, no. 1, pp. 57–66, 2003.

[2] J. Birge and F. Louveuax, *Introduction to Stochastic Programming.* ser. Springer Series in Operations Reserach and Financial Engineering, Springer-Verlag, 2011.

[3] R. Hemmati, R.-A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, "Comprehensive review of generation and transmission expansion planning," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 9, pp. 955–964, 2013.

[4] B. Palmintier and M. Webster, "Impact of unit commitment constraints on generation expansion planning with renewables," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pp. 1–7, IEEE, 2011.

[5] M. Kamran, M. S. Naderi, M. Mallaki, and G. Gharehpetian, "Effect of electric vehicle load and charging pattern on generation expansion planning," in *Smart Grid Conference (SGC), 2015*, pp. 28–34, IEEE, 2015.

[6] K. Poncelet, H. Hoschle, E. Delarue, A. Virag, and W. D'haeseleer, "Selecting representative days for capturing the implications of integrating intermittent renewables in generation expansion planning problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016.

[7] M. Rasouli and D. Teneketzis, "A methodology for generation expansion planning for renewable energy economies," in *Decision and Control (CDC), 2016 IEEE 55th Conference on*, pp. 1556–1563, IEEE, 2016.

[8] F. Careri, C. Genesi, P. Marannino, M. Montagna, S. Rossi, and I. Siviero, "Generation expansion planning in the age of green economy," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2214–2223, 2011.

[9] J. Li, Z. Li, F. Liu, H. Ye, X. Zhang, S. Mei, and N. Chang, "Robust coordinated transmission and generation expansion planning considering ramping requirements and construction periods," *arXiv preprint arXiv:1612.00226*, 2016.

[10] T. Akbari and M. T. Bina, "Approximated milp model for ac transmission expansion planning: global solutions versus local solutions," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 7, pp. 1563–1569, 2016.

[11] T. Akbari, M. T. Bina, and A. Abedini, "Ac-opf based static transmission expansion planning: A multi-objective approach," in *Electrical Engineering (ICEE), 2012 20th Iranian Conference on*, pp. 364–369, IEEE, 2012.

[12] M. Rider, A. Garcia, and R. Romero, "Power system transmission network expansion planning using ac model," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 1, no. 5, pp. 731–742, 2007.

[13] S. P. Torres and C. A. Castro, "Expansion planning for smart transmission grids using ac model and shunt compensation," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 5, pp. 966–975, 2014.

[14] R. A. Jabr, "Optimization of ac transmission system planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2779–2787, 2013.

[15] A. Nemirovski, "Advances in convex optimization: conic programming," in *International Congress of Mathematicians*, vol. 1, pp. 413–444, 2006.

[16] S. Hong, H. Cheng, P. Zeng, J. Zhang, and J. Lu, "Composite generation and transmission expansion planning with second order conic relaxation of ac power flow," in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2016 IEEE PES Asia-Pacific*, pp. 1688–1693, IEEE, 2016.

[17] V. Krishnan, J. Ho, B. F. Hobbs, A. L. Liu, J. D. McCalley, M. Shahidehpour, and Q. P. Zheng, "Co-optimization of electricity transmission and generation resources for planning and policy analysis: review of concepts and modeling approaches," *Energy Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 297–332, 2016.

[18] E. R. Fontaine *et al.*, *Evaluación social de proyectos*, vol. 471. Alfaomega, 1999.

[19] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design*. Thomson, 2008.

[20] M. B. Cain, P. OÑeill, and A. Castillo, *History of optimal power flow and formulations*. FERC staff technical paper, December 2012.

[21] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power system analysis*. McGraw-Hill, 1994.

[22] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*. John Wiley & Sons, 1996.

[23] N. L. Blanco, *Apuntes Sistemas Eléctricos de Potencia B*. 2000.

[24] T. Gönen, *Electric power distribution system engineering*. McGraw-Hill New York, 1986.

[25] W. E. Hart, C. Laird, J.-P. Watson, and D. L. Woodruff, *Pyomo–optimization modeling in python*, vol. 67. Springer Science & Business Media, 2012.

[26] A. Waechter, C. Laird, F. Margot, and Y. Kawajir, "Introduction to ipopt: A tutorial for downloading, installing, and using ipopt," *Revision*, 2009.

[27] I. Gurobi Optimization, "Gurobi optimizer reference manual; 2015," *URL http://www. gurobi. com*, 2016.

[28] P. Bonami and J. Lee, "Bonmin user?s manual," *Numer Math*, vol. 4, pp. 1–32, 2007.

[29] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and D. Gan, "Matpower: A matlab power system simulation package," *Manual, Power Systems Engineering Research Center, Ithaca NY*, vol. 1, 1997.

[30] M. Steinbach, G. Karypis, V. Kumar, *et al.*, "A comparison of document clustering techniques," in *KDD workshop on text mining*, vol. 400, pp. 525–526, Boston, 2000.

[31] J. A. Hartigan and M. A. Wong, "Algorithm as 136: A k-means clustering algorithm," *Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics)*, vol. 28, no. 1, pp. 100–108, 1979.