

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



DESAROLLO DE UNA FORMULACION EFICIENTE PARA LA PROGRAMACION DE LA GENERACION DE CORTO PLAZO EN SISTEMAS HIDROTERMICOS

CHRISTIAN ALBERTO SOTO RUIZ
2020

TESIS DE GRADO PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

Director de Tesis:

Dr. Esteban Gil Sagás (UTFSM)

Comisión:

Correferente interno: Dr. Víctor Hinojosa Mateus (UTFSM)

Correferente Externo: Dr. Francisco Muñoz (UAI)

Correferente Externo: MSc. Eduardo Pereira (SPEC)

Valparaíso, Marzo 2020.

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



DESAROLLO DE UNA FORMULACION EFICIENTE PARA LA PROGRAMACION DE LA GENERACION DE CORTO PLAZO EN SISTEMAS HIDROTERMICOS

CHRISTIAN ALBERTO SOTO RUIZ
2020

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la institución.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	IV
Índice de Tablas	V
Resumen	1
Abstract	2
Nomenclatura	3
1. Introducción	7
1. Contexto	7
2. Motivación	8
2.1. Formulación Matemática	8
2.2. Escalamiento	9
3. Objetivos de la Tesis	10
4. Aporte propuesto al conocimiento del área	10
5. Metodología y alcance	11
6. Estructura de la tesis	12
2. Programación de la generación en un sistema hidrotérmico.	13
1. Características de un sistema puramente térmico	13
2. Características de un sistema hidrotérmico	14
3. Costos inmediato y futuro de operación	15
4. Coordinación hidrotérmica	16
5. Programación de largo plazo en sistemas hidrotérmicos	16
6. Programación de mediano plazo en sistemas hidrotérmicos	17
7. Programación de corto plazo en sistema hidrotérmicos	17
3. Estado del arte: Formulaciones tipo MILP y factores de escalamiento	19
1. Formulación para las restricciones de las unidades térmicas	19
2. Formulación para las restricciones de las unidades hidrotérmicas	21
3. Formulación para las restricciones de las unidades del tipo ERNC	22
4. Formulación para las restricciones de transmisión	23
5. Formulación para las restricciones de operación del sistema	24
6. Formulación para las restricciones asociadas a sistemas de almacenamiento	24
7. Factores de escalamiento	25

4.	Formulación de un modelo para la programación de corto plazo	28
1.	Consideraciones generales para el modelo	28
2.	Formulación matemática utilizada para modelo	29
2.1.	Función objetivo	29
I.	Función de costo futuro	31
II.	Función de costo de combustibles	32
2.2.	Restricciones de las Unidades Termoeléctricas	34
I.	Función de costos	34
II.	Función de costos discontinua	37
III.	Relaciones lógicas de operación	38
IV.	Potencia máxima nominal	40
V.	Potencia a mínimo técnico	40
VI.	Generación forzada de unidades térmicas	41
VII.	Número máximo de arranques	41
VIII.	Tiempos mínimos en servicio	42
IX.	Tiempos mínimos fuera de servicio	43
X.	Contador de tiempo fuera de servicio	44
XI.	Contador de tiempo en servicio	45
XII.	Costo de arranque	46
XIII.	Costo de parada	50
XIV.	Rampas de arranque, de parada, de aumento y de disminución .	50
XV.	Tiempo de estabilización de generación	53
XVI.	Arranque a potencia fija	54
XVII.	Arranque a potencia escalonada	55
XVIII.	Detención a potencia fija	56
XIX.	Detención a potencia escalonada	57
XX.	Energía mínima y máxima generable	58
XXI.	Encendido simultáneo de unidades térmicas	59
XXII.	Reserva en giro para unidades térmicas	59
2.3.	Restricciones de las Unidades Hidroeléctricas	61
I.	Centrales hidroeléctricas tipo embalse	61
II.	Centrales hidroeléctricas tipo serie	63
III.	Centrales hidroeléctricas de pasada	64
IV.	Ecuación de balance caudal serie para unidades hidroeléctricas	65
V.	Potencia de una unidad hidroeléctrica	65
VI.	Potencia máxima nominal	66
VII.	Potencia a mínimo técnico	66
VIII.	Potencia discontinua de una unidad hidráulica	67
IX.	Rampas de aumento y disminución	68
X.	Reserva en giro para unidades hidráulicas	69
XI.	Restricciones adicionales	69
2.4.	Restricciones de Operación del Sistema	70
I.	Restricción de balance de demanda y central de falla	70
II.	Requerimiento de reserva en giro del sistema	70
2.5.	Restricciones de Transmisión	75
I.	Flujo de potencia DC	75
II.	Pérdidas en las Líneas	75
III.	Restricciones de seguridad para transmisión	79

3.	Restricciones de las unidades de almacenamiento	83
I.	Potencia máxima nominal de carga y descarga	83
II.	Potencia a mínimo técnico de carga y descarga	83
III.	Energía mínima y máxima de almacenamiento	84
4.	Restricciones constreñidas	85
4.1.	Rampa de subida y bajada	85
4.2.	Reserva primaria y secundaria	85
4.3.	Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio	86
5.	Implementación del SEN	88
1.	Determinación del factor de escalamiento para los embalses del SEN	88
1.1.	Supuestos para la implementación	88
2.	Determinación de una formulación eficiente para el preespacho	92
2.1.	Supuestos para la implementación	93
2.2.	Rampa de subida y bajada	93
2.3.	Relaciones lógicas de operación	94
2.4.	Reserva primaria y secundaria	94
2.5.	Balance de demanda	95
2.6.	Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio	96
6.	Conclusiones y trabajos futuros	99
1.	Propuestas para trabajo futuro	100
	Bibliografía	101
1.	Anexo A	111
1.1.	Información del SEN	111

Índice de Figuras

2.1.	Árbol de decisión para sistemas hidrotérmicos	14
2.2.	Costos inmediato y futuro de operación en función del agua almacenada .	15
2.3.	Cálculo de la función de costo futuro	16
2.4.	Coordinación hidrotérmica óptima y Valor del agua	18
3.1.	Problema original y problema escalado	27
4.1.	Función de costo futuro linealizada con 5 cortes para un embalse	31
4.2.	Curva de costo de operación de unidad térmica	32
4.3.	Curva de costo de operación de unidad térmica. Caso convexo.	34
4.4.	Curva de costo de operación de unidad térmica. Caso no convexo.	34
4.5.	Curva de costo de operación de unidad térmica. Caso discontinuo	37
4.6.	Costo de arranque exponencial y valores discretos utilizados para cada costo	47
4.7.	Costo de arranque exponencial y valores discretos utilizados para cada costo	49
4.8.	Rampas de generación máximas de subida y de bajada	53
4.9.	Tiempo de estabilización de una unidad térmica	54
4.10.	Arranque de una unidad a potencia fija	54
4.11.	Arranque de una unidad a potencia escalonada	55
4.12.	Detención de una unidad a potencia fija	57
4.13.	Detención de una unidad a potencia escalonada	58
4.14.	Representación de un Embalse con 1 unidad generadora	61
4.15.	Representación de una central tipo Serie con 1 unidad generadora	63
4.16.	Representación de una central tipo Pasada con 1 unidad generadora	64
4.17.	Pérdidas en una línea, y aproximación lineal por tramos	77
4.18.	Región factible para la restricción de pérdidas en una línea, método de una sola variable para el flujo total	78
5.1.	Demanda total horaria considerada para la semana del 04 al 10 de julio de 2014.	89

Índice de Tablas

4.1.	Casos para las relaciones lógicas de operación	39
4.2.	Ejemplo de estado de operación para una unidad térmica	39
5.1.	Caso base implementación SIC. Julio 2014	90
5.2.	Volúmenes máximos embalses del SIC	90
5.3.	Casos analizados implementación SIC. Julio 2014	90
5.4.	Caso 5 con mejor kappa obtenido. Julio 2014	93
5.5.	Resultados caso SEN restricción rampa subida y bajada para mayo.	93
5.6.	Resultados caso SEN restricción rampa subida y bajada para noviembre.	94
5.7.	Resultados caso SEN restricción relación lógica para mayo.	94
5.8.	Resultados caso SEN restricción relación lógica para noviembre.	94
5.9.	Resultados caso SEN restricción reserva primaria y secundaria para mayo.	95
5.10.	Resultados caso SEN restricción reserva primaria y secundaria para noviembre.	95
5.11.	Resultados caso SEN restricción balance de demanda para mayo.	95
5.12.	Resultados caso SEN restricción balance de demanda para noviembre.	95
5.13.	Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para mayo caso 1.	96
5.14.	Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para noviembre caso 1.	96
5.15.	Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para mayo caso 2.	97
5.16.	Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para noviembre caso 2.	97
5.17.	Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para mayo caso 3.	97
5.18.	Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para noviembre caso 3.	97
1.	Capacidad Instalada en el SEN. Al 31 de enero de 2020	111

Resumen

La programación a corto plazo es el proceso mediante el cual se define para el o los días siguientes, según corresponda, los niveles de generación de cada una de las centrales que componen un sistema eléctrico, siempre con el objeto de conseguir una operación segura y económica, [57]. En la medida que las nuevas tecnologías se incorporen en la matriz energética nacional, tales como centrales de energía renovable no convencional, sistemas de almacenamiento de energía y sistemas para optimizar las transferencias de energía en sistemas de transmisión, se vuelve más complejo el problema a resolver por lo que resulta necesario identificar formulaciones eficientes para determinar la programación de corto plazo, y en particular en el caso de Chile, para un sistema hidrotérmico.

Este trabajo consiste en desarrollar una herramienta que permita realizar la programación de la operación a corto plazo en un sistema hidrotérmico tomando en cuenta algunos de los desafíos existentes. La formulación del problema matemático se basa en programación entera mixta (MILP, del inglés *Mixed-Integer Linear Programming*) y se ha realizado la programación utilizando la librería de *pyomo* en Python y resolviendo el problema con los motores de optimización *CPLEX* [110] y *GUROBI* [111], los cuales mediante el método *Branch & Bound* y heurísticas resuelven el problema del tipo MILP.

En este trabajo se estudian, se programan y se evalúan diversas formulaciones matemáticas existentes en la literatura con especial énfasis en sistemas hidrotérmicos. Se presenta y se analiza el comportamiento de las restricciones modeladas de forma individual con lo cual se obtienen muy buenos resultados utilizando ambos motores de optimización.

Finalmente, con el objetivo de realizar una implementación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se utiliza la información de la programación semanal para distintos periodos realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Se determina un factor de escalamiento asociado a los embalses para la programación de corto plazo en Chile (1000 millones de metros cúbicos) y también se evalúan restricciones del tipo constreñidas y compactas obteniendo mejores resultados en cuanto a los tiempos de resolución en la mayoría de los casos alcanzando una reducción del tiempo que va desde un 8 a un 20% para algunos de los casos simulados.

Abstract

Short-term generation scheduling is the process through which the levels of generation are set for each of the units of an electric system for the next day or the next few days in order to obtain a safe and low-cost operation. As new technologies are incorporated into the national energy matrix, such as non-conventional renewable energy, energy storage systems and systems to optimize energy transfers in transmission systems, the problem to be solved becomes more complex. Therefore, it is necessary to identify efficient formulations to determine short-term programming, and in particular the case of Chile, for a hydrothermal system.

This Thesis consists in developing a tool for short-term generation scheduling in hydrothermal systems taking into account some of the existing challenges. The formulation proposed in this Thesis was based in *Mixed-Integer Linear Programming* using the library of *pyomo* in Python and solving the problem with optimization engines *CPLEX* [110] and *GUROBI* [111] through a combination of the branch and bound algorithm and heuristics.

In this Thesis various mathematical formulations existing in the literature are studied, programmed and evaluated with special emphasis on hydrothermal systems. The behavior of individually modeled constraints is presented and analyzed, which gives very good results using both optimization engines.

Finally, in order to evaluate the implementation of the short-term generation scheduling tool in the National Electrical System (SEN), the weekly programming information for different periods carried out by the National Electrical Coordinator (CEN) is used. A scaling factor associated to reservoirs is determined for short-term generation scheduling in Chile (1000 million cubic meters) and Tight and compact MILP constraints are also evaluated obtaining better results in terms of resolution times in most cases reaching a reduction in time from 8 to 20 % for some of the simulated cases.

Nomenclatura

Variables

- CO_t : costo de operación actual del sistema para la hora t .
- CC_i^t : costo de combustible de cada unidad térmica i en la hora t .
- C_{futuro} : costo futuro de generación.
- y_t : costo de combustibles de todas las unidades térmica para la hora t .
- E_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i en la hora t . (en servicio = 1, fuera de servicio = 0).
- Y_i^t : variable binaria, que indica si la unidad térmica i recibe o no orden de encendido en la hora t .
(es puesta en servicio = 1, no es puesta en servicio = 0).
- Z_i^t : variable binaria, que indica si la unidad térmica i recibe o no orden de apagado en la hora t .
(es sacada de servicio = 1, no es sacada de servicio = 0).
- $P_{i,k}^t$: potencia neta generada por la unidad i en el tramo de potencia k para la hora t .
- P_i^t : potencia generada por la unidad térmica i en la hora t .
- $CC_i(P_{i,k})$: costo de operación de la unidad térmica i a potencia generada en el tramo de potencia k .
- $C_{on,i,var}^t$: costo de arranque o de encendido de la unidad térmica i para la hora t .
- T_{ES}^t : cantidad de horas que la unidad térmica i ha permanecido en servicio al final de la hora t .
- T_{FS}^t : cantidad de horas que la unidad térmica i ha permanecido fuera de servicio al final de la hora t .
- ls_i^t : variable binaria s que habilita la restricción de tiempo de estabilización de una unidad térmica i en la hora t .
- lb_i^t : variable binaria b que habilita la restricción de tiempo de estabilización de una unidad térmica i en la hora t .
- $Y_{f(s)}^t$: variable binaria Y_i^t para el conjunto de unidades s que no pueden recibir orden de encendido durante $TUPS$ horas.
- Eh_j^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad hidráulica j en la hora t .
- Vol_j^t : volumen de agua en el embalse j durante en la hora t .
- q_{gen}^t : caudal turbinado por la unidad hidráulica j en la hora t .
- q_{ver}^t : caudal vertido por la unidad hidráulica j en la hora t .

- q_{def}^t : caudal de déficit asociado al embalse j en la hora t .
 q_{ser}^t : corresponde a la suma de los caudales turbinados y/o vertimientos de todas las centrales aguas arriba conectadas en serie con la unidad j en la hora t .
 Ph_j^t : potencia suministrada por la unidad hidráulica j en la hora t .
 $Ph_{j,n}^t$: potencia suministrada por la unidad hidráulica j en la hora t en la barra n .
 $P_{i,n}^t$: potencia suministrada por la unidad térmica i en la hora t en la barra n .
 F_{jk}^t : flujo de potencia desde la barra j a la barra k en la hora $t \forall$ línea $jk \in L$, conjunto de líneas conectadas a la barra n .
 Pf_n^t : central cuya generación equivale a la potencia no suministrada en la barra n en la hora t .
 $Perd_n^t$: pérdidas totales estimadas para el sistema en la hora t en la barra n .
 θ_i^t : ángulo de la tensión en la barra i [rad].
 RRG^t : requerimiento de reserva en giro para la hora t .
 RG_i^t : reserva en giro disponible de la unidad térmica i para la hora t .
 RGh_j^t : reserva en giro disponible de la unidad hidráulica j para la hora t .
 RGD^t : reserva en giro disponible para la hora t .
 $P_i^{t \max \text{ disp}}$: potencia máxima disponible de la unidad térmica i en la hora t .
 γ_{jk}^t : ángulo que representa el desfase de un transformador desfasador existente entre las barras j y k para la hora t [rad].
 z_l^t : variable binaria que indica el estado de conexión de la línea jk .

Parámetros

- $P_{max,i}$: potencia máxima nominal de la unidad térmica i .
 $P_{min,i}$: potencia a mínimo técnico de la unidad térmica i .
 $CC_i(P_{min,i})$: costo de operación de la unidad térmica i a potencia mínima técnica.
 $P_{i,k}$: potencia a plena capacidad que puede generar la unidad i en el tramo de potencia k .
 $Tr_{i,k}$: tramo de potencia k de la unidad i .
 $m_{i,k}$: factor de ponderación de la unidad i en el tramo de potencia k .
 N_{iv} : número de tramos de potencia para la curva de costos de la unidad i .
 $T_{min-ES,i}$: cantidad mínima de horas que la unidad térmica i debe permanecer en servicio.
 $T_{min-FS,i}$: cantidad mínima de horas que la unidad térmica i debe permanecer fuera de servicio.
 Dem_n^t : demanda total en la hora t asociada a la barra n .
 T_{ES}^0 : cantidad de horas que la unidad térmica i ha estado en servicio al comienzo del horizonte de planificación.
 T_{FS}^0 : cantidad de horas que la unidad térmica i ha estado fuera de servicio al comienzo del horizonte de planificación.

TES_i	:	cantidad de horas que la unidad térmica i debe permanecer en servicio desde el comienzo del horizonte de planificación.
TFS_i	:	cantidad de horas que la unidad térmica i debe permanecer fuera de servicio desde el comienzo del horizonte de planificación.
$C_{off,i}^t$:	costo de detención o de apagado de la unidad térmica i para la hora t .
$C_{on,i,par}^t$:	costo de arranque o de encendido con valor constante de la unidad térmica i para la hora t .
$FC_{on\ i}$:	costo de arranque en frío de la unidad i .
$C_{on\ cold}$:	término constante de la función de costo de arranque de la unidad i
τ_i	:	constante de tiempo térmica de la función de costo de arranque de la unidad i .
$\frac{1}{\tau_i}$:	razón de enfriamiento de la unidad i .
$TUPSS$:	cantidad de horas en que un conjunto de S unidades térmicas, no pueden partir de forma simultánea.
RAM_i	:	rampa de arranque máxima de la unidad i .
RPM_i	:	rampa de parada máxima de la unidad i .
RSM_i	:	rampa de aumento de carga máxima de la unidad i .
RBM_i	:	rampa de disminución de carga máxima de la unidad i .
$E_{min,i}$:	energía mínima generable por la unidad i .
$E_{max,i}$:	energía máxima generable por la unidad i .
h	:	número de horas para calcular la potencia media generada. En general $h=1$ hora.
Nh	:	número de horas consideradas para generar $E_{max,i}$ o $E_{min,i}$.
T	:	cantidad de horas que dura el horizonte de planificación.
M	:	constante grande para satisfacción de las restricciones.
$T_{apf\ i}$:	cantidad de horas que la unidad i está obligada a partir con una potencia fija de $P_{min\ p_i,a}$.
$T_{apesc\ i}$:	cantidad de horas que la unidad i está obligada a partir con una potencia escalonada de valor de $P_{min\ p_i,k}$ con $k = \{1 \dots T_{apesc\ i}\}$.
$T_{dpf\ i}$:	cantidad de horas que la unidad i está obligada a detenerse con una potencia fija de $P_{min\ p_i,d}$.
$T_{dpesc\ i}$:	cantidad de horas que la unidad i está obligada a detenerse con una potencia escalonada de valor de $P_{min\ p_i,k}$ con $k = \{1 \dots T_{dpesc\ i}\}$.
$RG_{max,i}$:	límite de reserva superior para la unidad i .
$RG_{min,i}$:	límite de reserva inferior para la unidad i .
$Vol_{min\ j}$:	volumen mínimo del embalse j .
$Vol_{max\ j}$:	volumen máximo del embalse j .
δ_j^n	:	coeficiente de posición de la recta(corte) n asociada(o) al embalse j .
ϕ_j^n	:	pendiente de la recta(corte) n asociada(o) al embalse j .
NC	:	número de cortes considerados para la función de costo futuro.

$q_{aflu\ j}^t$:	caudal afluente del embalse j en la hora t .
$q_{gen\ min\ j}$:	caudal mínimo asociado a la generación del embalse j .
$q_{gen\ max\ j}$:	caudal máximo asociado a la generación del embalse j .
$q_{ver\ min\ j}$:	vertimiento mínimo en el embalse j .
$q_{ver\ max\ j}$:	vertimiento máximo en el embalse j .
$Ph_{max\ j}$:	potencia máxima técnica de la unidad hidroeléctrica j .
$Ph_{min\ j}$:	potencia mínima técnica de la unidad hidroeléctrica j .
rg_k	:	cantidad de horas de retardo para el viaje del agua generada entre centrales hidráulicas en serie.
rv_k	:	cantidad de horas de retardo para el viaje del agua vertida entre centrales hidráulicas en serie.
η_j	:	rendimiento de la central hidráulica j .
$NCH_{AR-gen-j}$:	número total de centrales hidráulicas aguas arriba que generan a la central j .
$NCH_{AR-ver-j}$:	número total de centrales hidráulicas aguas arriba que vierten a la central j .
$N_{CH,E}$:	número total de centrales hidráulicas de embalses.
$N_{CH,S}$:	número total de centrales hidráulicas tipo Serie.
$N_{CH,P}$:	número total de centrales hidráulicas de Pasada.
(X_{jk})	:	reactancia asociada a la línea jk [pu].
(B_{jk})	:	susceptancia asociada a la línea jk [pu].
(R_{jk})	:	resistencia asociada a la línea jk [pu].
N_{CRG}	:	número de unidades consideradas para reserva en giro.
N_{CRG_T}	:	número de unidades térmicas que aportan reserva en giro.
N_{CRG_H}	:	número de unidades hidráulicas que aportan reserva en giro.
$RG_{min\ i}$:	límite de reserva inferior para la unidad térmica i .
$RG_{max\ i}$:	límite de reserva superior para la unidad térmica i .
$RGh_{min\ j}$:	límite de reserva inferior para la unidad hidráulica j .
$RGh_{max\ j}$:	límite de reserva superior para la unidad hidráulica j .
$F_{jk\ max}$:	máximo flujo de potencia desde la barra j a la barra k para la línea jk .
$\gamma_{jk\ min}$:	límite inferior del ángulo desfasador γ_{jk} [rad].
$\gamma_{jk\ max}$:	límite superior del ángulo desfasador γ_{jk} [rad].
l	:	índice único asociado a una línea jk .

Capítulo 1

Introducción

1. Contexto

El interés por reducir las emisiones contaminantes de la atmósfera es sin duda alguna una preocupación y es algo que se discute a nivel mundial. Dentro de las medidas de mitigación que existen hoy en día, y en particular en la industria energética, es el reemplazo de fuentes de energía contaminantes (combustibles fósiles) por fuentes de energía renovable no convencional (ERNC). En los últimos años los países que a nivel mundial destacan su implementación en proyectos del tipo ERNC son China, India, Brasil y México. Sin embargo, Chile no se ha quedado atrás, en la versión 2016 del “New Energy Finance Climascoppe” [1] elaborado por “Bloomberg New Energy Finance” y el “Banco Interamericano de Desarrollo (BID)”, Chile alcanzó el primer lugar en inversión de energías renovables y en la lucha contra el cambio climático, en la región de América Latina y el Caribe.

En Chile, se prevé que la capacidad instalada de energía renovable no convencional, en particular la solar fotovoltaica y la eólica, seguirá creciendo rápidamente, lo que constituye un cambio de paradigma en la matriz energética nacional, pero al mismo tiempo, un desafío interesante para el regulador y el operador del sistema eléctrico en mantener los estándares de seguridad y eficiencia económica. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento de energía han ganado atención en todo el mundo como un soporte potencial para la integración a gran escala de las ERNC [2], convirtiéndose dentro de poco en una nueva tecnología que contribuirá a la flexibilidad del sistema eléctrico nacional (SEN, hidrotérmico). El Sistema Eléctrico Nacional nace en noviembre del año 2017 cuando se produce la interconexión de dos sistemas eléctricos aislados, el primero llamado Sistema Interconectado del Norte Grande (SING, térmico) y segundo llamado Sistema Interconectado Central (SIC, hidrotérmico), de esta forma el SEN abarca desde Arica hasta la Isla Grande de Chiloé con una amplia gama de diversidad tecnológica en cuanto a fuentes de generación de energía eléctrica se refiere (Eólica, Solar, Geotérmica, Biomasa, Hidráulica y térmica) clasificándose como un sistema hidrotérmico producto de la participación mayoritaria que aportan las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas a la fecha.

2. Motivación

El organismo que realiza la coordinación de la operación del SEN es el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). De acuerdo con lo establecido por la ley general de servicios eléctricos (LGSE, DLF N°4) en su artículo 118° [3], “La operación de los sistemas eléctricos que resulten interconectados deberá ser coordinada con el fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones”. Con el fin de lograr este ordenamiento es necesaria una administración eficiente de los recursos energéticos disponibles, por lo que resulta fundamental la elaboración de programas de generación de manera de garantizar la operación más económica y asegurar la confiabilidad de suministro.

2.1. Formulación Matemática

Debido a que la programación de la generación es un problema extremadamente complejo, usualmente se divide en subproblemas de menor envergadura de acuerdo a una jerarquía temporal. Para lograr esto, se consideran distintos horizontes de planificación: corto plazo (1 día o 1 semana), mediano plazo (2-5 años) y largo plazo (sobre 10 años). En general, el detalle utilizado en la modelación matemática aumenta de forma considerable al disminuir el horizonte de planificación.

Este trabajo se enfocará en la programación de corto plazo o predespacho (Unit Commitment, UC), el cual es fundamental para la gestión eficiente de los recursos energéticos y tecnológicos disponibles. El predespacho consiste en un problema de optimización en el cual se resuelve qué generadores deben encenderse o apagarse en un intervalo de tiempo dado, de manera que estos generadores puedan abastecer la demanda energética del sistema, sin dejar de lado las diversas restricciones que puedan existir. Dentro de los modelos determinísticos, las formulaciones del tipo Mixed Integer Linear Programming (MILP) son consideradas como una de las estrategias más adecuadas para la modelación del UC. Destaca particularmente la disponibilidad de motores de optimización para MILP, los cuales utilizan diversas heurísticas para hallar la solución al problema de manera más rápida [4–6].

Para la programación de corto plazo resulta necesaria la incorporación de nuevas variables y restricciones con el objeto de tener un modelo lo más cercano a la realidad posible permitiendo gestionar de mejor forma el recurso energético disponible. Producto de lo anterior el problema crece exponencialmente, y es ahí por qué resulta necesaria una formulación adecuada para conseguir mejores tiempos de resolución del problema.

Hoy en día, continúa el interés por la búsqueda de nuevas formulaciones y desarrollo de herramientas que permitan resolver la programación de corto plazo de manera rápida, óptima y que además presenten un modelo lo más detallado posible para el sistema eléctrico de interés. Si bien los últimos años han aparecido trabajos y publicaciones que incorporan modelos del tipo MILP cada vez más detallados de las unidades eléctricas y del sistema eléctrico, en general, no todas las restricciones del sistema eléctrico se consideran simultáneamente, debido al tamaño del problema formulado. Adicionalmente, luego de revisar la literatura se puede apreciar que existen muchos más desarrollos de herramientas y formulaciones para aplicaciones a sistemas térmicos que a sistemas hidrotérmicos.

2.2. Escalamiento

Un aspecto importante para considerar en optimización de problemas lineales es el escalamiento. Debido a que en un computador los números son almacenados en punto flotante, se tiene una precisión limitada debido al número fijo de bytes utilizados.

En la medida que se realizan más y más cálculos de punto flotante, existe una mayor probabilidad de que pueda ocurrir algún problema de estabilidad numérica, y realizar cálculos con números grandes y pequeños de manera simultánea puede exacerbar este efecto. Adicionalmente, están los errores producidos por acumulación de errores de redondeo, lo que puede resultar en una matriz de datos que es completamente distinta después de pocas iteraciones.

El algoritmo simplex es un proceso iterativo donde se realizan miles de cálculos de punto flotante, y por lo tanto la probabilidad de que ocurra algún tipo de inestabilidad numérica es grande. Sin embargo, el escalamiento no tan solo mejora la estabilidad numérica reduciendo los errores de redondeo, sino que también mejora el comportamiento del algoritmo. Cuando un modelo no está escalado, el algoritmo puede desechar algunos elementos de pivote debido a que son muy pequeños, y por lo tanto el solver (motor de optimización) no escoge el camino más corto hacia la solución. Si el modelo está escalado adecuadamente, esto no debería suceder [53].

En sistemas hidrotérmicos existe la ecuación de dinámica hidráulica propia de cada embalse, los cuales en muchos casos cuentan con volúmenes de regulación con distintos órdenes de magnitud. En Chile, el embalse (central) más grande es el Lago Laja el cual cuenta con una capacidad de energía embalsada de 6820 GWh en cambio el más pequeño es Polcura con una capacidad de 0.3 GWh. Mencionado lo anterior, la probabilidad de errores de redondeo y de inestabilidad numérica es considerablemente mayor al tener datos que tienen escalas distintas. En general el escalamiento es llevado a cabo durante el modelamiento del problema, cambiando las unidades de ciertas variables, por ejemplo, de metros a kilómetros, de gramos a kilogramos, etc. En este caso, los rangos de variables cambiarán, así como su tamaño relativo respecto de otras variables [54], [55]. Asimismo, los coeficientes de las restricciones, y la función objetivo, deben modificarse para mantener la consistencia y disminuir las diferencias relativas entre los coeficientes.

Por ejemplo, la restricción:

$$10000 \cdot X_1 + 20000 \cdot X_2 \leq 30000$$

Puede ser expresada como:

$$1 \cdot X_1 + 2 \cdot X_2 \leq 3$$

Hoy en día existe un único trabajo realizado con factores de escalamiento con aplicación en sistemas hidrotérmicos en Chile, pero para un modelo de planificación de mediano/largo plazo [56] y no para un modelo de planificación de corto plazo. Por lo que resulta interesante estudiar un factor de escalamiento para la ecuación de dinámica hidráulica de los embalses del SEN para la programación de la generación de corto plazo.

Si se pudiera optimizar un modelo más completo, este permitiría disminuir la brecha existente entre la planificación de corto plazo y la operación real de las unidades generadoras permitiendo realizar un re-despacho ante eventuales contingencias que pudiesen

aparecer en el día a día con la mejor precisión posible (desconexión de una unidad generadora, línea de transmisión, control de generación local, indisponibilidades de combustible, etc.).

La motivación principal de este trabajo es resolver el problema de programación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos, pero con una formulación eficiente de tal forma de conseguir mejores tiempos de resolución para la toma de decisiones en el corto plazo. En este contexto, en los últimos años las formulaciones constreñidas [48], [50], [51] [52] han sido identificadas como una alternativa viable para reducir los tiempos de simulación. Por otro lado, se ha identificado que al aplicar factores de escalamiento para aquellos conjuntos de restricciones que pertenecen a una misma familia pero que contienen parámetros con distintos órdenes de magnitud se logra condicionar mejor el problema permitiendo encontrar soluciones con la mejor precisión posible [56].

3. Objetivos de la Tesis

El objetivo general de esta tesis consiste en estudiar y evaluar formulaciones matemáticas existentes en la literatura como también proponer nuevas, en particular, del tipo constreñidas y con factores de escalamiento con el objeto de realizar la programación a corto plazo de unidades generadoras con aplicación a sistemas hidrotérmicos mediante el desarrollo de una herramienta computacional que incorpore un modelo matemático abarcando diversas restricciones.

Los objetivos específicos de esta Tesis corresponden a :

1. Formular un modelo matemático del tipo lineal entero mixto para la programación de generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos considerando restricciones detalladas de las unidades generadoras, de transmisión, de almacenamiento y de operación.
2. Identificar formulaciones constreñidas para las distintas restricciones del problema de programación de generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos.
3. Desarrollar una herramienta computacional modular y flexible que incorpore el modelo matemático definido, y que sea capaz de realizar la programación a corto plazo de forma automatizada para distintos tipos de sistema y con distintos tipos de restricciones.
4. Determinar factores de escalamiento adecuados para el problema de programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos, con aplicación al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
5. Evaluar el desempeño de las formulaciones y herramientas desarrolladas para la programación de la generación de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

4. Aporte propuesto al conocimiento del área

Si bien existen diversas formulaciones del tipo MILP en la literatura para la programación de corto plazo, en su gran mayoría estas tienen aplicabilidad en sistemas térmicos.

Este trabajo propone investigar y determinar las formulaciones eficientes del tipo MILP con aplicabilidad en sistemas hidrotérmicos considerando adicionalmente todo tipo de unidades nuevas de generación, nuevas tecnologías como, por ejemplo, los sistemas de almacenamiento y en particular baterías de gran escala (BESS, Battery Energy Storage System), como también restricciones de operación y de transmisión.

Este trabajo de investigación consolidará formulaciones que existen en la literatura y realizará una implementación en el sistema eléctrico chileno con el objeto de levantar recomendaciones sobre la formulación más adecuada a utilizar lo cual ayudaría a la toma de decisiones en el menor tiempo posible. Adicionalmente se medirá el número de condición del problema lineal formulado para distintos factores de escalamiento aplicados a los embalses del SEN, de esta forma se determinará el factor más adecuado para entregar una solución al problema lo menos perturbada posible.

5. Metodología y alcance

En primer lugar, se actualizará la revisión bibliográfica mediante una revisión exhaustiva de las formulaciones encontradas en la literatura para la planificación de corto plazo para unidades generadoras, de transmisión, de almacenamiento y de operación, considerando como base una formulación del tipo lineal entera mixta.

Se identificarán formulaciones constreñidas y/o compactas para las distintas restricciones del problema de programación de corto plazo para ser implementadas en sistemas hidrotérmicos. Esto se llevará a cabo evaluando nuevas formulaciones para centrales hidroeléctricas y para sistemas de almacenamiento.

Se desarrollará la formulación del problema de programación de corto plazo de forma modular y flexible en el entorno de programación Python [7] con resolución horaria. En lo que respecta a la resolución del problema, se utilizará el motor de optimización GUROBI, utilizado ampliamente para resolver problemas de optimización lineal entera mixta.

Se realizarán simulaciones de manera exploratoria para evaluar el desempeño de las nuevas formulaciones y herramienta programada en sistemas de prueba construidos adecuadamente para las restricciones de interés. Esto se llevará a cabo realizando comparaciones entre formulaciones usualmente utilizadas en la literatura versus las nuevas formulaciones propuestas.

Se determinará el factor de escalamiento adecuado para resolver el problema de coordinación hidrotérmica en el corto plazo con aplicación al SEN. Para esto se elegirá una semana de operación real para realizar el predespacho tomando en cuenta la política de operación vigente para dicha semana y se procederá a buscar el menor número de condición (índice kappa) del problema lineal entero mixto formulado para distintos factores aplicados a la ecuación de volumen de los embalses del SEN. Finalmente se realizarán simulaciones para distintas matrices de generación esperadas en los próximos años con horizontes semanales representativos para evaluar el desempeño de las formulaciones y herramientas desarrolladas con aplicación al SEN.

6. Estructura de la tesis

La estructura principal de esta Tesis esta conformada por seis capítulos. Cada capítulo parte presentando una introducción al tema abordado, seguido por el desarrollo del tema. Cada capítulo finaliza realizando un sumario del mismo y presentando algunas conclusiones que conviene tener claras para enfrentar los capítulos siguientes. A continuación se señala una breve descripción de los temas abordados por cada capítulo

En el Capítulo 2 se examinan definiciones básicas y conceptos relacionados con la programación de la generación de un eléctrico, en particular un sistema hidrotérmico. Se describen las características tanto de un sistema puramente térmico como de un sistema hidrotérmico, así como también se describe cada una de las etapas en que la coordinación hidrotérmica se descompone.

En el Capítulo 3 se describe la revisión bibliográfica realizada para las diversas formulaciones existentes del tipo MILP para resolver el problema del predespacho.

En el Capítulo 4 se define la formulación matemática mediante la definición de la función objetivo, restricciones de las unidades termoeléctricas e hidroeléctricas, sistemas de almacenamiento, restricciones de operación del sistema y restricciones de transmisión.

En el Capítulo 5 se realiza una implementación en el Sistema Eléctrico Nacional.

Por último, en el Capítulo 6 se exponen las conclusiones de este trabajo, indicándose las principales contribuciones de esta Tesis y señalándose posibles direcciones de trabajos futuros en el área.

Capítulo 2

Programación de la generación en un sistema hidrotérmico.

La operación adecuada de un sistema eléctrico siempre debe ir de la mano con un uso eficiente de todos sus recursos energéticos. Dependiendo del sistema eléctrico que se desee considerar para análisis, ya sea térmico o hidrotérmico, la programación de la generación tiene distintas consideraciones.

1. Características de un sistema puramente térmico

El costo de operación total en un sistema puramente térmico depende básicamente del costo de combustible de cada unidad térmica que lo compone, [70]. El problema de programación de la generación es determinar la combinación de unidades térmicas que minimizan el costo total de combustible requerido con el fin de satisfacer la demanda del sistema.

En principio, el problema de programación de la generación podría ser resuelto por simple inspección, es decir, aumentar la generación de las unidades incrementando el costo de operación hasta satisfacer la demanda. Pero en realidad el problema de programación de la generación es más complejo debido a ciertos factores y restricciones tales como las pérdidas, limitaciones de transmisión, costos de partida, rampas de aumento y de disminución de carga, tiempos mínimos de encendido y apagado, etc. El problema de programación de la generación para un sistema eléctrico puramente térmico tiene algunas características básicas [64], [70]:

- Es desacoplado en el tiempo, esto quiere decir, que si se toma una decisión de operación en la etapa t (por ejemplo esta semana) no tendrá efecto en las decisiones de operación que se tomen la próxima semana.
- Las unidades que generan tienen un costo directo de operación, esto quiere decir, que el costo de operar una unidad eléctrica no depende de la generación de otras unidades eléctricas.
- La operación de una central eléctrica no afecta la disponibilidad de generación de otras centrales eléctricas, esto permite un mecanismo de coordinación natural para la venta y compra de energía.

2. Características de un sistema hidrotérmico

Las centrales hidroeléctricas pueden usar la energía disponible que se encuentra almacenada en sus embalses con el fin de satisfacer la demanda del sistema, así de esta manera se pueden evitar gastos en combustible al utilizar unidades térmicas. Sin embargo, la disponibilidad de este recurso hídrico o energía hidráulica está limitada por las capacidades de almacenamiento de dichos embalses. Esto introduce una relación entre la decisión de operación para un periodo dado y las consecuencias a futuro de esta decisión [63], [64] y [70]. Por ejemplo, si la energía hidráulica almacenada es utilizada hoy, y ocurre en el futuro una sequía (Hidrología seca), se podría producir un racionamiento de costo elevado, es decir una crisis energética del sistema, o incluso se podría llegar a interrumpir el suministro de energía. Si por otro lado los niveles de reserva se mantienen altos por medio del uso más intenso de la generación térmica y ocurre en el futuro un gran aumento en los afluentes (Hidrología húmeda), los embalses podrían llegar a verter, lo cual representa un desperdicio de energía y, por lo tanto, habría un aumento en los costos de operación total del sistema. La Figura 2.1 muestra el árbol de decisión que explica las decisiones que se pueden tomar en sistemas hidrotérmicos

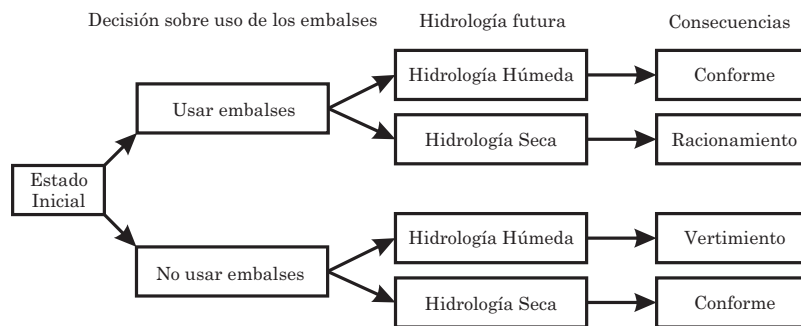


Figura 2.1: Árbol de decisión para sistemas hidrotérmicos

El problema de programación de la generación para un sistema hidrotérmico tiene algunas características básicas:

- A modo de comparación con los sistemas puramente térmicos, en los cuales su operación es desacoplada en el tiempo, un sistema hidrotérmico es acoplado en el tiempo, esto quiere decir, una decisión operativa tomada hoy afecta el costo operativo en el futuro. El operador de un sistema hidrotérmico debe equilibrar, por tanto, el beneficio obtenido por el uso inmediato del agua de los embalses con el beneficio futuro que resultará del almacenamiento de esta.
- Si dos o más centrales hidroeléctricas están acoplados hidráulicamente, la disponibilidad de agua en las centrales que se hallen aguas abajo dependerá de la cantidad de agua que estén utilizando las centrales aguas arriba. De esta forma, la disponibilidad de generación de algunas unidades depende de la generación de otras, lo que impone ciertas restricciones adicionales a los sistemas hidroeléctricos con series hidráulicas.
- A diferencia de las centrales termoeléctricas, las cuales tienen costos de operación directos, las centrales hidroeléctricas tienen un costo de oportunidad indirecto, asociado a los ahorros por desplazar generación térmica en el presente o en el futuro.

3. Costos inmediato y futuro de operación

Si el agua de los embalses es utilizada cuando la demanda del sistema es alta, se está desplazando la generación termoeléctrica o en otras palabras el consumo de combustibles de mayor precio. Además se debe tomar en cuenta que si el agua no es utilizada en un periodo determinado puede almacenarse para uso futuro, por lo que no sólo se debe considerar un periodo de planificación, sino que deben analizarse también los costos que se tendrán en los periodos siguientes [70].

La Figura 2.2 ilustra la relación entre el costo inmediato y el costo futuro asociado al agua en sistemas hidrotérmicos, contra el agua almacenada al final de un periodo de planificación.

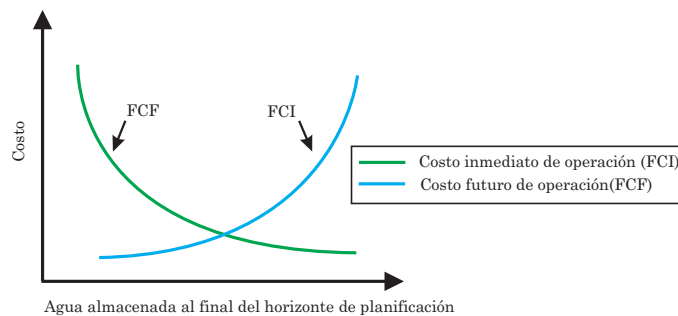


Figura 2.2: Costos inmediato y futuro de operación en función del agua almacenada

La función de costo inmediato (FCI) representa los costos de generación térmica en un horizonte de planificación determinado, denominado periodo t . Como es de esperar, el costo inmediato aumenta a medida que disminuye la energía hidráulica disponible en el periodo, es decir, en la medida que aumenta el volumen almacenado final.

La función de costo futuro (FCF) está asociada a los costos que deberá cubrir el sistema debido a la generación térmica y/o al desabastecimiento desde el final del periodo t (inicio del periodo $t + 1$) hasta el infinito. El costo futuro disminuye en la medida en que aumenta el volumen almacenado final, pues habrá más energía hidráulica disponible en el futuro.

Debido a que existen muchos parámetros del sistema que son inciertos en el futuro, la función de costo futuro tendrá un carácter estocástico, siendo la incertidumbre hidrológica lo más relevante para este tipo de análisis. De esta forma el operador del sistema debe definir un criterio para enfrentar el problema estocástico que, por lo general, consiste en considerar los costos futuros esperados. Por ello, y dada esta incertidumbre, la FCF se transforma en una función de costos futuros esperados (FCFE). Para el cálculo de la función de costo futuro se deben tener en cuenta una gran cantidad de escenarios hidrológicos (años secos, medios y húmedos, etc.); esto se ilustra en la Figura 2.3. Actualmente en el SEN se consideran 57 hidrologías históricas.

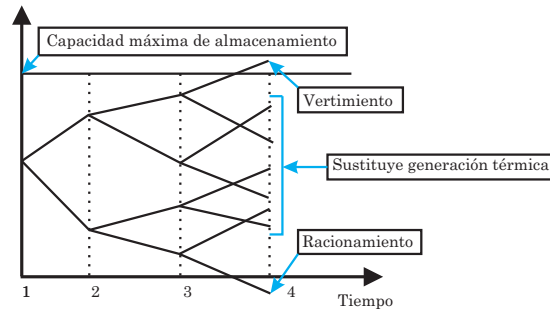


Figura 2.3: Cálculo de la función de costo futuro

4. Coordinación hidrotérmica

En sistemas hidrotérmicos como lo es el SEN chileno, que cuentan con un porcentaje considerable de generación hidráulica¹, la coordinación hidrotérmica es el primer paso para elaborar los programas de generación. Esta consiste en determinar el uso óptimo de la energía embalsada a lo largo del horizonte de planificación.

Con el fin de realizar una coordinación hidrotérmica adecuada, existen aspectos importantes que se deben tomar en cuenta, como lo son la predicción de la demanda y el modelo hidrológico a utilizar. Dentro de la predicción de la demanda se debe disponer de modelos predictivos adecuados a las características de cada sistema, tanto para las predicciones de corto, como las de mediano y largo plazo.

Dentro del modelo hidrológico se debe disponer de una base de datos hidrológicos para cada central hidroeléctrica, considerando además si el origen del agua es pluvial o producto de la fusión nival estival².

En particular en el SEN, con las limitaciones en la capacidad de los embalses y con una gran variedad de unidades térmicas disponibles, la coordinación hidrotérmica requiere de modelos matemáticos capaces de procesar una gran variedad de estadísticas hidrológicas y comportamientos pluviométricos. Además, se debe considerar con una precisión razonable el sistema de transmisión que conecta las distintas centrales y la demanda a satisfacer en cada barra del sistema. Al mismo tiempo debe ser capaz de manejar varios embalses en un solo modelo.

Es así como el análisis de la coordinación hidrotérmica y la toma de decisiones acerca del uso adecuado del agua (energía embalsada) se logra a través del encadenamiento jerárquico de modelos probabilísticos de largo, mediano y corto plazo.

5. Programación de largo plazo en sistemas hidrotérmicos

El objetivo principal del modelo de largo plazo es minimizar el costo esperado de operación y falla del sistema, donde el costo de falla, corresponde al costo de no abastecer cierta cantidad de demanda de energía valorizada a costo de falla. El periodo de planificación es de hasta 10 años.

¹Ver en Anexo 1.1 tabla de potencia instalada en el SEN

²Descongelamiento de suelos permanentemente congelados en la época del año en la cual las temperaturas suben y el clima es más cálido (Estación de verano).

La información necesaria para realizar una coordinación hidrotérmica de largo plazo es: diferentes escenarios hidrológicos (estadística hidrológica), los valores y costos de operación esperados de las centrales térmicas, la demanda de energía a abastecer, planes de obras de generación, los factores de indisponibilidad de cada unidad y el programa de mantenimiento de las unidades.

La información que requiere un modelo de largo plazo se entrega generalmente con detalle mensual. Con respecto a la demanda de energía, esta se representa mediante curvas de duración. Para el sistema de transmisión se utiliza un sistema reducido.

6. Programación de mediano plazo en sistemas hidrotérmicos

El modelo de mediano plazo busca el mismo objetivo que el modelo de largo plazo, es decir, minimizar el costo de operación del sistema. El periodo de planificación es del orden de los 2 años.

Este modelo es utilizado para modelar de manera más detallada algunas características importantes del sistema y para disminuir los tiempos de ejecución excesivos que aún presentan los modelos de largo plazo. Aquí se disminuye la duración de las etapas utilizadas en el modelo, generalmente se utilizan periodos semanales. Con respecto a la demanda de energía también se utilizan curvas de duración pero con mayor número de bloques que los utilizados por el modelo de largo plazo. El sistema de transmisión se representa con mayor detalle que el utilizado por el modelo de largo plazo. Debido al corto periodo modelado, el modelo de mediano plazo necesita conocer el costo de operación futuro del sistema al final del horizonte de planificación en función de los volúmenes finales de los embalses modelados. En términos prácticos, lo que se hace es acoplar el modelo de mediano plazo a uno de largo plazo.

Los embalses considerados en los modelos de mediano plazo, son los que tienen capacidad de regulación suficiente para almacenar energía para un periodo de más de una semana.

7. Programación de corto plazo en sistema hidrotérmicos

El modelo de corto plazo tiene por objeto decidir la cantidad de agua que se usará de los embalses en cada etapa (hora) del horizonte de programación (diario o semanal). El objetivo es minimizar los costos de combustible de las unidades termoeléctricas, cumpliendo simultáneamente las restricciones de operación (tanto eléctricas como hidráulicas), y tomando como referencia los resultados obtenidos de la simulación de los modelos de mediano y largo plazo [63]. Aquí no se considera el uso de curvas de duración y se utiliza una representación temporal de la demanda del sistema. Es decir la curva de carga se modela en forma horaria o con bloques que agrupan un número reducido de horas similares y consecutivas.

El detalle utilizado por este tipo de modelo, para determinar la operación más económica del sistema, es mucho mayor que el utilizado en los modelos de mediano y largo plazo. Además de las restricciones propias de las unidades termoeléctricas o hidroeléctricas, como sus mínimos técnicos, costos de arranque y detención, mantenimientos y restricciones horarias el sistema de transmisión debe representarse con mayor detalle, incorporando además las restricciones de transferencia máxima horaria y mantenimiento de líneas.

La Figura 2.4 ilustra el proceso de optimización en el corto plazo. Por una parte, la FCF para cada semana se puede obtener del modelo de mediano plazo (encadenamiento de los modelos). Por otro lado, la FCI se obtiene a partir de la simulación del modelo de corto plazo [70].

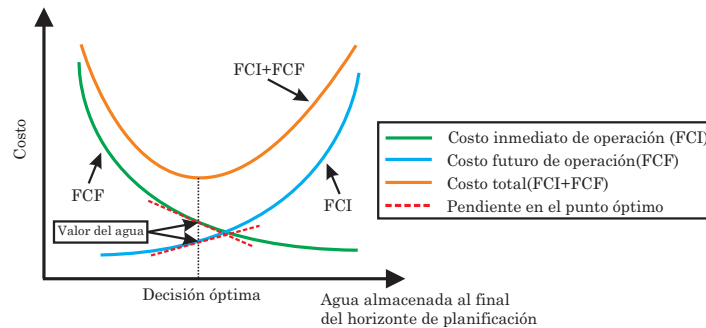


Figura 2.4: Coordinación hidrotérmica óptima y Valor del agua

El valor del agua corresponde al costo incremental que se encuentra en el punto óptimo de operación (costo total mínimo); dicho punto es aquel en que los costos incrementales de ambas funciones (FCI y FCF) son iguales en magnitud.

El modelo utilizado actualmente por el CEN para realizar la programación semanal es Plexos o el modelo PCP. Estos modelos utilizan los planos o cortes entregados por el modelo PLP. Estos planos consideran un conjunto de valores del agua para cada embalse, relacionados entre sí. Hoy en día el CEN ejecuta el modelo PLP y Plexos de lunes a viernes.

El modelo de programación semanal es capaz de optimizar la operación del sistema para una semana, utilizando una representación del sistema de transmisión simplificada mediante flujos DC. Actualmente el modelo maneja 227 barras y 334 líneas de transmisión, entre 66 y 500 [kV].

Capítulo 3

Estado del arte: Formulaciones tipo MILP y factores de escalamiento

Matemáticamente, los problemas de programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos y en sistemas térmicos se plantean como problemas de optimización con gran cantidad de variables enteras y continuas, y con restricciones del tipo no lineal. Las variables enteras, y sobre todo de tipo binario, permiten modelar diversas restricciones cómo, por ejemplo, los estados de operación, arranque y parada de las unidades de generación, niveles de generación adecuados para aquellas unidades que tienen zonas restrictivas de operación, conexión y desconexión de líneas de transmisión, sistemas de almacenamiento, entre otras.

El método de programación lineal entera mixta se basa en la aplicación del método de ramificación y cotas (del inglés Branch and Bound), el cual resulta eficiente si no hay muchas variables enteras. La principal desventaja es que los tiempos computacionales requeridos crecen exponencialmente con el número de variables enteras del problema, por lo que para sistemas de mediano o gran tamaño esto puede llegar a ser crítico. Sin embargo, se ha demostrado que los métodos de Relajación Lagrangiana (RL) y Branch and Bound [10, 29, 34] son las que han entregado mejores resultados dado que los modelos del tipo entero mixto aseguran la convergencia al óptimo global en un número finito de pasos, además estos tienen la ventaja de que pueden incorporar restricciones complejas de manera sencilla y encontrar soluciones factibles sin la necesidad de incorporar heurísticas adicionales. Es por ese motivo que a través de una modelación eficiente y la metodología de Branch and Bound es posible resolver el problema para sistemas medianos y de mayor tamaño aprovechando el avance tecnológico en cuanto a recurso computacional se refiere.

A continuación, se hace referencia a la literatura con respecto a las diversas formulaciones que existen y/o se han propuesto para plantear el problema de programación de corto plazo con aplicación a sistemas térmicos y/o hidrotérmicos:

1. Formulación para las restricciones de las unidades térmicas

En la realidad es imposible expresar de forma exacta los costos de operación de una unidad termoeléctrica como una función analítica de la potencia generada [8]. Por ejemplo, en las turbinas de ciclo combinado los generadores tienen válvulas de admisión del vapor

que se abren secuencialmente a medida que la potencia de salida incrementa. Esto provoca que el costo variable sea una función no convexa y no diferenciable. Sin embargo, existen modelaciones lineales que al utilizar variables del tipo entero mismo permiten representar lo mejor posible el costo de operación asociado a una unidad térmica tanto para una función de costos continua o discontinua [9]. Las siguientes referencias introducen o profundizan en la formulación de restricciones de unidades térmicas en un contexto de MILP:

- Las relaciones lógicas de operación de centrales térmicas se profundizan en [10, 11] y en [12] se detalla la modelación de costos de operación no convexas y no diferenciables y costos exponenciales de partida.
- La restricción de potencia máxima y a mínimo técnico, se detallan en [11, 13], y en [12] se proporciona una formulación alternativa para las no linealidades para la restricción de tiempos mínimos de subida y bajada.
- La restricción de tiempos mínimos fuera de servicio y tiempos mínimos en servicio, generación forzada de unidades térmicas y tiempos de estabilización se detalla en [14].
- Restricción de arranque/detención a potencia fija o a potencia escalonada, se proporciona en [12, 13, 15].
- La restricción de rampas de arranque y de parada tiene una formulación propuesta en [8] y en [13] se presenta una formulación detallada para modelar las trayectorias de potencia seguidas por una unidad térmica durante los procesos de arranque y apagado, y las limitaciones de rampa cuando incrementa y decrece la potencia.
- La restricción de reserva en giro de unidades térmicas se define como la capacidad disponible para cubrir salidas forzadas de alguna unidad, se detalla en [11] teniendo en cuenta la restricción de velocidad de rampa.
- En [58] se realiza una revisión de algunas formulaciones de restricciones MILP que han aparecido los últimos 12 años para resolver el problema UC principalmente con aplicación a sistemas térmicos. En dicha referencia se describen algunas ventajas y desventajas de estas formulaciones.

El costo de arranque y apagado depende del tiempo que en se encuentra fuera de servicio la unidad. Es modelado de diferentes formas según la aproximación a la realidad que se desee con el objeto de evitar el uso innecesario de funciones exponenciales y logaritmos. En [12] se describe la curva de costo exponencial seccionada en tramos escalonados, acercándose bastante a la curva real, sin embargo, este tipo de formulación aumenta complejidad del problema en cuanto a la cantidad de variables. En [15] estos costos son modelados a través de una curva lineal lo que presenta una mayor aproximación a la curva real, pero requiere utilizar mayor cantidad de variables enteras, mientras que en [8] solo se modelan asignando un valor constante lo cual resta bastante exactitud a la modelación real de la unidad térmica. En cuanto a las funciones de costos variables de una unidad térmica se modelan como funciones cuadráticas. La aproximación más adecuada para la modelación de estos costos es través de una función lineal [15,8] la cual se utiliza bastante en la literatura. Sin embargo, para generadores como los de ciclo combinado, se modelan mejor como una función no convexa la cual también representada mediante una curva

lineal con un cierto número de tramos para modelar con precisión el costo variable real no convexo [12]. En [51] se propone cambiar las variables clásicas de la literatura que pueden producir una complejidad innecesaria para el MILP. Por ejemplo, para la restricción de producción mínima, se altera la naturaleza de la variable continua a semicontinua. Es por esto que se proponen nuevas variables, que sólo se consideran para el rango variable de producción. Este cambio permite omitir la restricción de producción mínima sin sacrificar su fidelidad. A su vez, se introducen nuevas variables para modelar los requerimientos de reserva. En conclusión, se obtienen restricciones eficientes para los límites de producción, restricción de la demanda y la función objetivo. En consecuencia, se obtiene una reducción del tiempo de resolución. Desarrollar modelos más precisos sería ineficiente si no se pueden resolver lo suficientemente rápido. Bajo el enfoque de programación MILP, es importante desarrollar formulaciones eficientes para reducir la carga computacional del problema de UC. La investigación sobre la mejora de las formulaciones de MIP generalmente se centra en constreñir en lugar de compactar. Un modelo MIP se suele constreñir al agregar una gran cantidad de restricciones, lo que aumenta el tamaño del problema. Si bien esta estrategia de constreñir reduce el espacio de búsqueda, los solvers pueden requerir más tiempo para explorarla, ya que ahora se requiere que resuelvan problemas lineales más grandes. Por lo que es un gran desafío construir formulaciones constreñidas y compactas al mismo tiempo. En particular, una formulación de UC puede ajustarse considerablemente proporcionando la descripción de la envolvente convexa de algún conjunto de restricciones. La envolvente convexa corresponde a la región más pequeña que contiene todos los puntos enteros factibles del MIP. Cuanto más estrecha sea la región factible de un problema que se asemeja a su envolvente convexa, más fácilmente se resolverá el problema. Esto permite la implementación de problemas más precisos y computacionalmente exigentes. En [48], para el problema UC, se propone una nueva clase de restricción que brinda una descripción más precisa de los horarios operativos factibles para los generadores. En [49, 50] se propone un modelo reducido para el problema UC, que no considera algunas restricciones cruciales, como la rampa, el modelo propuesto puede usarse como núcleo de cualquier formulación de UC, donde se obtienen mejoras sustanciales de resolución en comparación con la formulación UC comúnmente conocida en la literatura.

2. Formulación para las restricciones de las unidades hidrotérmicas

Los sistemas hidrotérmicos deben considerar una gran cantidad de restricciones de operación. Además de las restricciones de las unidades termoelectricas se deben incluir las restricciones propias de las unidades hidroelectricas. Estas en general se subdividen en criterios de modelación tales como: centrales de tipo embalse, centrales de tipo serie, centrales de pasada [16]. Las siguientes referencias introducen o profundizan en la formulación de restricciones de unidades hidroelectricas en un contexto de MILP:

- Las relaciones lógicas de operación, que representan el costo de la operación hidrotérmica, están descritas en [17] como maximización de los beneficios, y en [11, 13] como la minimización de los costos de operación.
- La restricción de potencia máxima y a mínimo técnico, representada por la capacidad en que pueden generar las centrales hidroelectricas, y las restricciones de balance

hídrico se detallan en [11, 13, 17]. En [17] se propone una linealización mejorada para mejorar los principales efectos de la producción de energía de la turbina.

- La restricción de rampas de aumento y disminución del volumen del agua en centrales de embalse, y su volumen máximo y mínimo se proporciona en [11, 17].
- Para la restricción reserva en giro de unidades hidráulicas, se proporciona la formulación en [11].
- La ecuación más importante para las centrales hidroeléctricas son las ecuaciones de dinámica hidráulica [16]. Por lo que en sistemas hidrotérmicos que cuentan embalses de diferentes tamaños resulta necesario explorar un factor de escalamiento adecuado con el objeto de obtener una solución más precisa.

En [17] se realiza una comparación entre el modelo clásico que contempla la restricción de balance horario de agua de un embalse [13] y un modelo propuesto simplificado que considera un balance mensual. La ventaja del modelo propuesto es que presenta menor cantidad de restricciones y variables, y una reducción del tiempo de resolución. Ambas formulaciones llegaron a coincidir en las decisiones de medio y corto plazo para el caso de estudio, con los mismos volúmenes finales mensuales del embalse y la programación del UC horario.

3. Formulación para las restricciones de las unidades del tipo ERNC

En general el modelamiento de las centrales ERNC en los modelos de predespacho existentes la definen como una central térmica a la cual le asignan un perfil de generación determinístico o estocástico (o en algunos casos un perfil de mantenimiento) para efectos de fijar su despacho [18]. Por otro lado, surgen otro tipo de indicadores como el nivel de curtailment que pueden tener este tipo de centrales en algunas partes del sistema producto de limitaciones en transmisión, las cuales son de interés para quién realiza la programación de corto plazo (CEN) o inclusive para el análisis de impacto económico por parte de los inversionistas para este tipo de centrales eléctricas. En [56] se realiza un análisis determinístico para las fuentes de ERNC, donde su producción es un dato de entrada al modelo, provenientes de datos históricos y supuestos a futuro. Para el modelo UC, la alta penetración de ERNC activa restricciones específicas como el límite de velocidad de rampa y las restricciones de inicio y corte de suministro, lo que hace más desafiante la modelación. El suministro de ERNC siempre tiene prioridad de despacho por su bajo costo variable de generación. Sin embargo, su reducción de generación puede estar ligada a inhabilitaciones técnicas o penalizaciones que sean más económicas para el modelo. En [57] se realiza una modelación estocástica del problema a través de una técnica de reducción de escenarios, donde se seleccionan 10 escenarios de un total de 1000 escenarios generados. Luego se resuelve el problema y se prueba su factibilidad para los 1000 escenarios obteniendo de esta forma el perfil de generación eólico. Para obtener simulaciones más realistas, debe ser incluida la modelación estocástica para el problema UC cuando se considera penetración ERNC, tomando en cuenta múltiples escenarios de generación. Sin embargo, para efectos de este trabajo se utilizarán perfiles determinísticos, los cuales se asumen que son provistos por los dueños de estas centrales de acuerdo a su predicción de corto plazo (1 día o 1

semana). En general se logra detectar en la literatura que para modelar las centrales ERNC, se asume que su costo variable de generación es nulo y se utiliza una restricción térmica a modo de simplificar el problema. Sin embargo, en sistemas hidrotérmicos con mayor penetración ERNC y del tipo multinodal como el de Chile resulta necesario realizar una modelación adecuada considerando una variable de curtailment que sumada a la variable de potencia generada sean menor o igual a máxima potencia generable de acuerdo al recurso disponible. De esta forma para una zona particular del sistema eléctrico en la cual un conjunto de centrales ERNC participa de un automatismo de control (EDAG/ERAG) se podría explorar la construcción de restricciones lineales que permitan reflejar la reducción de generación (a prorrata de su recurso disponible) o desconexión de centrales ERNC a partir de la activación del automatismo o bien ante una contingencia en el sistema de transmisión.

4. Formulación para las restricciones de transmisión

Para representar el sistema de transmisión en el modelo propuesto se utilizará la metodología conocida como flujo DC, la cual consiste en determinar los flujos de potencia activa por las líneas de transmisión bajo la suposición de un sistema que se encuentra en condiciones normales de operación. Si bien se realiza este supuesto, es importante no olvidar la modelación de las pérdidas cuadráticas asociadas a la resistencia de la línea de transmisión. Las siguientes referencias introducen o profundizan en la formulación de restricciones de transmisión en un contexto de MILP:

- Se puede modelar el flujo de potencia por tramos o bien como un flujo como una sola variable [19, 20, 21]. En general, la literatura utiliza la modelación del flujo de potencia por tramos. La restricción correspondiente a la 2da ley de Kirchoff que definen los flujos por las líneas a través de variables angulares de cada barra [19, 24, 25]. Actualmente se está estudiando el reemplazo de estas variables por factores de distribución como se detalla en [23] y así disminuir la cantidad de restricciones y variables.
- La restricción de límite de flujos máximos y mínimos por cada circuito y el límite angular de cada barra se presenta en [19, 24, 25].
- En el caso de considerar una expansión en la transmisión para la formulación disyuntiva, se consideran restricciones disyuntivas para las líneas candidatas en [24].
- Se consideran criterios de seguridad en [24] cuando se desea que el sistema de transmisión sea lo suficientemente robusto bajo la salida de una o un grupo de líneas. Es una buena práctica incorporar criterios de seguridad en los modelos de transmisión, ya que es una obligación para los sistemas eléctricos poder garantizar un suministro continuo.
- Dado que en la aproximación DC no se consideran algunas variables del sistema, tales como niveles de tensión y flujos reactivos, es necesario modelarlas para determinar el impacto de la conmutación, en dicho caso se utiliza la formulación AC [25, 26, 27]. Para este modelo son necesarias las variables de potencia activa y reactiva, nivel de tensión y el ángulo de las barras. Entre sus formulaciones se encuentra la definición de flujo por las líneas, la restricción de capacidad de potencia por las líneas, límites

de potencia activa y reactiva de la generación y límite de tensión en las barras para una operación segura. En los estudios realizados sobre los sistemas eléctricos, se ha comprobado la cercanía a la realidad sobre los modelos DC y su gran ventaja en tiempos de simulación gracias a la simplificación de la formulación. Es por esto que en este estudio se toma en cuenta la formulación DC, aprovechando sus beneficios de simulación. Por otra parte, no es necesaria la formulación AC, ya que este trabajo no considera el impacto de la conmutación de las líneas en el sistema.

- Las otras restricciones que existen para transmisión son transformadores desfasadores, desconexión de líneas, Esquemas Automáticos de Reducción o Desconexión de Generación (ERAG/EDAG).

5. Formulación para las restricciones de operación del sistema

Las principales restricciones para la operación del sistema son: La restricción de balance de demanda puede ser una ecuación de balance nodal [19] correspondiente a la 1ra Ley de Kirchoff o de forma global [28, 29, 30]. Estas restricciones pueden considerar una central de falla, la cual permite determinar si con la disponibilidad de centrales eléctricas vigente es posible abastecer la demanda energética del sistema o bien hay un costo de escasez asociado a la potencia no servida en el sistema. A nivel de programación, estas centrales son muy útiles para que el problema no tenga una solución infactible. Otra restricción a nivel sistémico es el requerimiento de reserva en giro del sistema para preservar la seguridad en todo momento ante eventuales fallas [28]. En [29] se propone un método que combina programación dinámica y lineal para determinar el mínimo costo a través de un nivel de operación y reserva determinado. En [30] la programación lineal, incluyendo reserva en giro, se aborda a través de la descomposición del problema utilizando relajación Lagrangeana. En [31] se propone determinar la cantidad suficiente de reserva en giro para un sistema que considera comportamiento estocástico de los componentes y la conmutación de la transmisión para reducir el costo de la energía en reserva. En [33] se propone un modelo de conmutación de transmisión para aliviar las violaciones en la transmisión y reducir los costos operacionales. Existen diversas formulaciones interesantes de evaluar que dependiendo del sistema de interés una es más adecuada que la otra.

6. Formulación para las restricciones asociadas a sistemas de almacenamiento

Existe poca literatura que permita modelar adecuadamente los sistemas de almacenamiento utilizando una formulación del tipo MILP dado que son tecnologías relativamente nuevas. Dichos sistemas pueden estar conectados al sistema de transmisión o bien pueden formar parte de una central ERNC con el objeto de arbitrar energía en beneficio del sistema como también proveer servicios complementarios. Sin embargo, existen formulaciones utilizadas en el dimensionamiento óptimo de baterías para centrales ERNC o bien para sistemas de micro redes [35, 36, 37, 38, 39] que pueden ser adaptadas para el problema de programación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos. Las restricciones ligadas a ESS (Energy Storage System) en el problema de UC se definen en [42, 44, 46, 47]: la restricción de balance de energía del sistema de almacenamiento, la restricción de límites sobre la capacidad de carga y la descarga, la restricción de niveles máximos y mínimos del almace-

namiento. También se considera la restricción de condición de borde [42]. Por otra parte, serán incluidas las ecuaciones de reserva en giro para los ESS en caso de que se considere necesario [42]. Se definen la ecuación de balance de potencia con acciones correctivas de emergencia en [46]. Dichas acciones se activan cuando las reservas no son suficientes y no es posible igualar la demanda a la generación en tiempo real.

7. Factores de escalamiento

La resolución de sistemas de ecuaciones lineales por medio de computadores es un tema de mucha importancia en las diferentes áreas de la ciencia. Los analistas numéricos han estudiado el tiempo de ejecución y la memoria necesaria para implementar diferentes algoritmos de álgebra lineal. Este es el caso de algoritmos directos que resuelven un sistema de ecuaciones lineales en una cantidad finita de pasos. Pero los computadores no tienen la posibilidad de resolver dichos sistemas lineales con precisión exacta. En la mayoría de los casos hay una pérdida de la precisión en cada uno de los pasos del proceso de resolución, [126], [127].

Una de las mayores preocupaciones es estimar el efecto de varios errores. Algunos de estos pueden ser:

1. Los elementos a considerar de una matriz A pueden traer errores inherentes al problema en si. Cuando se desea resolver problemas aplicados a la ingeniería, muchas veces parte o todos los datos considerados tienen errores en la medición, por lo que al tomar en cuenta estos errores, se estaría resolviendo un problema perturbado $A + E$ y no el problema A .
2. Quizás los elementos de la matriz A estén exactamente calculados o definidos mediante alguna fórmula algebraica, pero aún así es probable que dichos elementos no se encuentren en el sistema aritmético del computador. Los computadores trabajan con aritmética de punto flotante, y entonces todas las operaciones aritméticas son realizadas en un subconjunto finito $\mathcal{E} \in \mathbb{R}$ y no en todo \mathbb{R} . Una de las características de este sistema aritmético es la existencia de una función $r : \mathbb{R} \rightarrow \mathcal{E}$ llamada función de redondeo que aproxima el dato ingresado (le da el valor del elemento más próximo de \mathcal{E}). Por ejemplo el computador al recibir la instrucción de multiplicar dos elementos x, y en \mathbb{R} calculará $r(r(x) \cdot r(y))$.
3. Aunque evitemos los dos problemas anteriores, si tenemos dos números ya en el subconjunto \mathcal{E} de \mathbb{R} , las operaciones que se realicen pueden caer fuera de \mathcal{E} y por lo tanto al implementar un algoritmo con la matriz A es muy probable que en las operaciones realizadas se tenga una pérdida de exactitud en los datos.

Dejando de lado el primer problema, con el cual se asume que los datos considerados o medidos y que conforman la matriz A no tienen errores, surge la pregunta, ¿Cuánto afecta el error en la entrada de los datos la solución del sistema?. Esta pregunta es la clave para poder hacer algoritmos más eficientes, en el sentido de que tengan mayor rapidez y que los errores acumulados no sean excesivos, así que la solución no esté muy alejada de la solución verdadera. Muchos científicos han estudiado estos problemas entre los cuales se destacan Von Neumann y Turing entre otros. Von Neumann en particular se preguntaba

si era posible resolver sistemas de ecuaciones lineales con grandes números de variables. A continuación se menciona lo que conforma parte de su trabajo.

Sea A una matriz $n \times n$ con coeficientes reales invertible, y $b \in \mathbb{R}^n$. Se quiere resolver el problema lineal $A \cdot x = b$, y estudiar como se afecta la solución si se perturban los datos ingresados (“input”) A y b . Para ello, sería conveniente conocer de antemano cuán distante es la solución del sistema perturbado \hat{x} de la solución del sistema x , es decir, saber de antemano cual es la sensibilidad de la solución ante las perturbaciones en el “input”. Con tal objetivo, existe un parámetro que nos da una medida de esa sensibilidad, y este se denomina **número de condición** (índice **Kappa**) y fue identificado por Turing [128], Von Neumann y Goldstine [129]. El número de condición es definido por

$$k(A) = \|A\| \cdot \|A^{-1}\| \quad (3.1)$$

siendo $\|A\|$ la norma euclidiana de la matriz A .

$$\|A\| = \sup_{x \in \mathbb{R}^n} \frac{\|A \cdot x\|}{\|x\|} \quad (3.2)$$

Así, si $k(A)$ es pequeño, errores relativos pequeños en el “input” producen errores relativos pequeños en la solución y se dice que el problema está bien condicionado. Por otro lado si $k(A)$ es grande errores relativos pequeños en los datos producen errores relativos grandes en la solución, en este caso se dice que el problema está mal condicionado.

Con el objeto de reducir el número de condición de una matriz existen técnicas de preconditionamiento, en la que se multiplica la matriz de coeficientes por una matriz especialmente elegida. Este tipo de método es muy utilizado cuando el tamaño del problema no es tan grande ($n = 1000$), en cambio cuando el tamaño del problema es muy grande una técnica útil para reducir el número de condición sería utilizar factores de escalamiento. Dichos factores se utilizan para aquellos conjuntos de restricciones que pertenecen a una misma familia pero que contienen parámetros con distintos ordenes de magnitud (ecuaciones de flujo DC, ecuación de balance de volumen de los embalses, etc.).

Supongamos que se quiere resolver un problema de programación lineal de la forma

$$\min_x c^T x \quad (3.3)$$

sujeto a

$$A \cdot x = b \text{ con } x \geq 0 \text{ en } \mathbb{R}^n \quad (3.4)$$

Es posible resolver el mismo problema mediante factores de escalamiento que alteren ciertos parámetros de A y b , o bien realizar un cambio de variables utilizando un factor X^k para el vector x . Sea $x = (X^k) \cdot \tilde{x}$. El problema a resolver ahora sería

$$\min_{\tilde{x}} c^T X^k \tilde{x} \tag{3.5}$$

sujeto a

$$A \cdot X^k \tilde{x} = b \text{ con } X^k \tilde{x} \geq 0 \text{ en } \mathbb{R}^n \tag{3.6}$$

La figura 3.1 presenta como se vería un problema escalado en \mathbb{R}^3 .

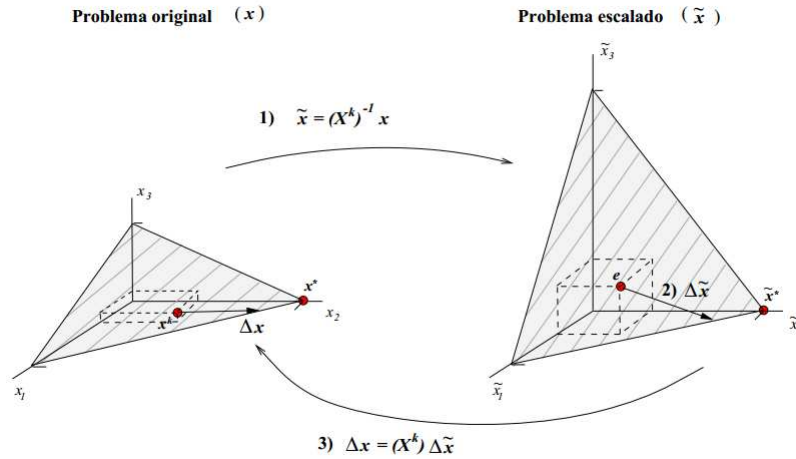


Figura 3.1: Problema original y problema escalado

Hoy en día existe un único trabajo realizado con factores de escalamiento con aplicación en sistemas hidrotérmicos en Chile, pero para un modelo de planificación de mediano/largo plazo [56] y no para un modelo de planificación de corto plazo. En este trabajo se buscará un factor de escalamiento adecuado para el problema de coordinación hidrotérmica en el corto plazo para la implementación del sistema eléctrico nacional.

Capítulo 4

Formulación de un modelo para la programación de corto plazo

En esta sección se describe en detalle la formulación MILP utilizada en este trabajo. Se expone la función objetivo y las restricciones asociadas a las unidades termoeléctricas e hidroeléctricas, a la operación del sistema y al modelamiento del sistema de transmisión.

Por otra parte, se proponen restricciones constreñidas como alternativas en la formulación para ajustar el modelo de optimización y posteriormente comparar su rendimiento frente a la formulación convencional.

1. Consideraciones generales para el modelo

Para al modelo de Programación Hidrotérmica de Corto Plazo los datos de entrada deberán ser:

1. Curvas de costo futuro semanales para cada embalse obtenidas de la programación de mediano plazo (modelo PLP).
2. Predicción de la demanda horaria. El horizonte de planificación a considerar corresponde a 24 horas (1 día) o 168 horas (1 semana).
3. Estimación horaria de caudales y afluentes para cada central hidráulica de pasada y de embalse.
4. Modelo de unidades termoeléctricas.
 - Costos de operación de las unidades.
 - Límites técnicos de operación.
 - Restricciones de operación.
5. Modelo hidráulico para unidades de embalse, pasada y serie hidráulica.
 - Relaciones entre, caudal, potencia, volumen almacenado y su respectiva cota.
 - Modelado de series hidráulicas.
 - Volumen mínimo y máximo, etc.
6. Modelo de centrales ERNC.

7. Modelo de sistemas de almacenamiento.
8. Modelo de Transmisión
 - Parámetros de las líneas, transferencia máxima y ángulo de la tensión en la barra slack para el problema de flujo DC.
 - Consideración o no de las pérdidas.
 - Consideración de transformadores desfasadores operativos.
 - Consideración de líneas que se encuentran conectadas o desconectadas en el sistema.
9. Condiciones iniciales
 - Cantidad de agua almacenada en cada embalse al comienzo del horizonte de planificación.
 - Cantidad de horas que lleva en servicio o fuera de servicio cada unidad termoeléctrica.
 - Generación inicial de unidades térmicas e hidráulicas.
10. Criterio utilizado para la reserva en giro.
11. Programa de mantenimiento para las unidades térmicas o hidráulicas y para las líneas de transmisión.

Sobre la Salida del modelo se desea obtener principalmente :

1. Potencia horaria a entregar por cada central hidroeléctrica.
2. Potencia horaria a entregar por cada central termoeléctrica.
3. Estado horario (encendido o apagado) de cada unidad termoeléctrica y/o hidroeléctrica en cada hora.
4. Caudal de agua a turbinar por cada unidad hidroeléctrica.
5. Costo de operación total.
6. Volúmenes de los embalses al final del periodo de programación.
7. Evaluación del cumplimiento de restricciones de operación.

2. Formulación matemática utilizada para modelo

En este trabajo se propone un modelo de programación entera mixta por lo que la función objetivo y las restricciones consideradas en la modelación son las siguientes:

2.1. Función objetivo

El objetivo en la coordinación hidrotérmica de corto plazo es minimizar los costos de combustible de las unidades termoeléctricas (costo de operación actual o inmediato), cumpliendo simultáneamente las restricciones de operación (tanto eléctricas como hidráulicas), restricciones de transmisión y tomando como referencia curvas de costo futuro, las cuales

dependen del agua almacenada al final de cada periodo (costo futuro). Dichas curvas de costo futuro se obtienen de modelos de mediano y largo plazo. La función objetivo adicionalmente debe considerar un costo de falla para la potencia no abastecida en cada barra del sistema y un costo asociado a caudal de déficit para todos los embalses. De manera general la función objetivo se muestra en la ecuación (4.1).

$$CostoT = \min \left(\sum_{t=1}^T \left[y_t + \sum_{i=1}^{N_{CT}} (C_{on,i,par}^t \cdot Y_i^t + C_{off,i}^t \cdot Z_i^t) \right] + C_{futuro} + C_{falla} \cdot \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{NB} P_f^n^t + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{CH}} C_{def,j} \cdot q_{def,j}^t \right) \quad (4.1)$$

Donde

Variables:

- $CostoT$: función objetivo, el cual corresponde al costo total de operación del sistema para el horizonte de programación bajo estudio
- y_t : costo de combustibles de las unidades termoeléctricas para la hora t
- Y_i^t : variable binaria, indica el estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio a la hora t (es puesta en servicio = 1, no es puesta en servicio = 0)
- Z_i^t : variable binaria, indica el estado de la unidad térmica i que es sacada de servicio a la hora t (es sacada de servicio = 1, no es sacada de servicio = 0)
- C_{futuro} : función costo futuro de operación
- $P_f^n^t$: central cuya generación equivale a la potencia no abastecida en la barra n en la hora t (central de falla)
- $q_{def,j}^t$: caudal de déficit del embalse j en el periodo t

Parámetros:

- T : número de etapas horarias t en el horizonte de programación ($T = 24$ o 168 horas)
- N_{CT} : número de unidades termoeléctricas
- N_{CH} : número de unidades hidroeléctricas
- N_{CB} : número de unidades de almacenamiento
- NB : cantidad de barras del sistema
- $C_{on,i,par}^t$: costo de arranque o de encendido de la unidad térmica i para la hora t
- $C_{off,i}^t$: costo de detención o de apagado de la unidad térmica i para la hora t
- C_{falla} : costo de utilizar una central de falla
- $C_{def,j}$: costo de utilizar el caudal de déficit asociado al embalse j

Es importante señalar que en la ecuación (4.1) el costo de arranque $C_{on,i,par}^t$ es un parámetro. En otras palabras, representa un costo de arranque de valor fijo en el instante t en que a la unidad termoeléctrica i se le da la orden de encendido ($Y_i^t = 1$). Con el fin de formular un modelo de programación entera mixta, en caso de que el costo de arranque para una unidad térmica i sea del tipo exponencial y no fijo, el término $C_{on,i}^t \cdot Y_i^t$ se debe reemplazar por una nueva variable, por ejemplo, $\tilde{C}_{on,i}^t$, la cual dependerá de la cantidad de horas en que la unidad ha permanecido fuera de servicio.

I. Función de costo futuro

El costo futuro de operación es función de los volúmenes finales de los embalses del sistema, ver la sección 3. La función de costo futuro se presenta en la ecuación (4.2).

$$C_{futuro} = \sum_{j=1}^{N_{CH,E}} CF_j(Vol_j^T) \quad (4.2)$$

Donde

Variables:

Vol_j^t : volumen del embalse de la unidad j en el periodo t

$CF_j(Vol_j^T)$: costo futuro de generación asociado embalse de la unidad hidroeléctrica j al final del horizonte de programación.

Parámetros:

$N_{CH,E}$: número de unidades hidroeléctricas del tipo embalse

Como la modelación utilizada para resolver el problema de optimización supone sólo variables lineales, la curva de costo futuro de operación debe aproximarse utilizando segmentos lineales. Esto se ilustra en la Figura 4.1.

El volumen final del embalse j , Vol_j^T , está expresado en decámetros cúbicos [dam^3].

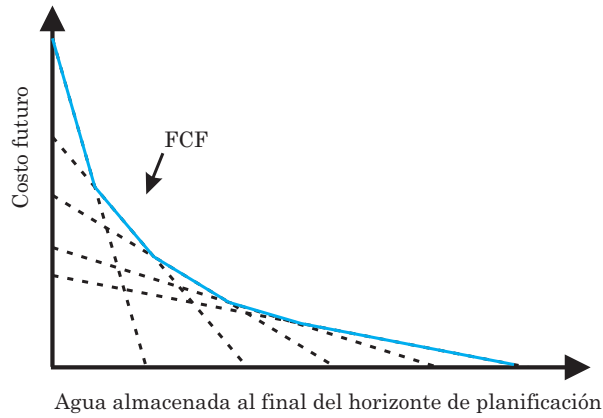


Figura 4.1: Función de costo futuro linealizada con 5 cortes para un embalse

La pendiente de cada uno de los segmentos lineales (ϕ_j^n), que aproxima la curva de costo futuro, equivale al valor del agua de los embalses incluidos en la modelación, y se expresa en [$US\$/dam^3$].

La intersección con el eje de costos (δ_j^n) se expresa en [$US\%$].

Como el costo de operación futuro se representa por C_{futuro} , el segmento lineal que aproxima la curva de costo se presenta en la ecuación (4.3).

$$C_{futuro} \geq \delta_j^n + \sum_{j=1}^{N_{CH,E}} \phi_j^n \cdot Vol_j^T \quad \forall n \in NC \quad (4.3)$$

Donde NC representa el número de cortes de la función de costo futuro del sistema para cada embalse. Es importante señalar que para cuando se desea analizar un caso de programación diaria (predespacho) los embalses ya tendrán asignado un costo de oportunidad por que la función de costo futuro no se incorporará a la función objetivo y por ende tampoco en la formulación del problema (no se tendrán cortes de FCF). De esta forma los embalses con costo de oportunidad son tratados como una central térmica con costo variable. Las centrales hidráulicas que no tienen costo de oportunidad como por ejemplo embalses pequeños que no tienen capacidad de regulación suficiente y/o se encuentren aguas abajo de otros embalses utilizarán restricciones de cota y/o de operación a nivel diario.

II. Función de costo de combustibles

El costo de combustible (asociado al costo de operación actual) de las unidades térmicas en un periodo t se puede modelar de forma general como

$$y_t = \sum_{i=1}^{N_{CT}} CC_i(P_i^t) \quad (4.4)$$

Donde

VARIABLES:

- y_t : costo de combustibles de las unidades termoeléctricas para la hora t
- P_i^t : potencia suministrada por la unidad térmica i en la hora t
- $CC_i(P_i^t)$: función de costos de combustible de la unidad térmica i para la hora t dado un nivel de generación P_i^t

PARÁMETROS:

- N_{CT} : número de unidades térmicas

Por lo general la curva de costos de una unidad térmica se modela como una función cuadrática [65]. En la Figura 4.2 se presenta un modelo de este tipo para la curva de costos de una unidad térmica

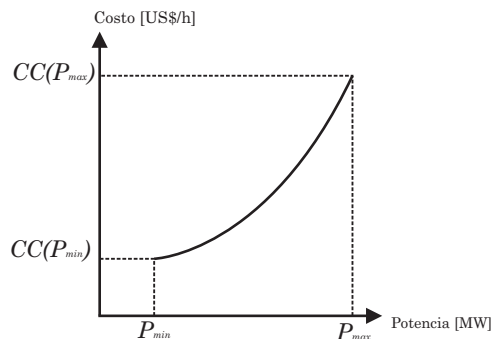


Figura 4.2: Curva de costo de operación de unidad térmica

Por lo que la ecuación (4.4) no es del tipo lineal, ya que $CC_i(P_i^t)$ corresponde a una función de costos que depende de la potencia generada. Debido a esto para la formulación

propuesta se debe realizar una aproximación lineal por tramos. Esta formulación para los casos convexo y no convexo se detalla más adelante (ver la sección (I) en (2.2)).

2.2. Restricciones de las Unidades Termoeléctricas

I. Función de costos

En la realidad es imposible expresar de forma exacta los costos de operación de una unidad termoeléctrica como una función analítica de la potencia generada. Por ejemplo en las turbinas de gas de ciclo combinado los generadores tienen válvulas de admisión del vapor que se abren secuencialmente a medida que la potencia de salida se incrementa. Esto provoca que el costo variable sea una función no convexa y no diferenciable. Sin embargo existen modelaciones lineales que al utilizar variables del tipo entero mixto permiten representar lo mejor posible el costo de operación asociado a una unidad térmica [59], [62]. Para el modelo a implementar se realizará una aproximación lineal por tramos para la curva de costos de combustibles de cada unidad térmica i . Para esto se considerarán dos casos, una curva de costos convexa y una curva de costos no convexa. Esta última incorporará nuevas variables binarias a la formulación del problema. En las Figuras 4.3 y 4.4 se presentan ambos casos considerados.

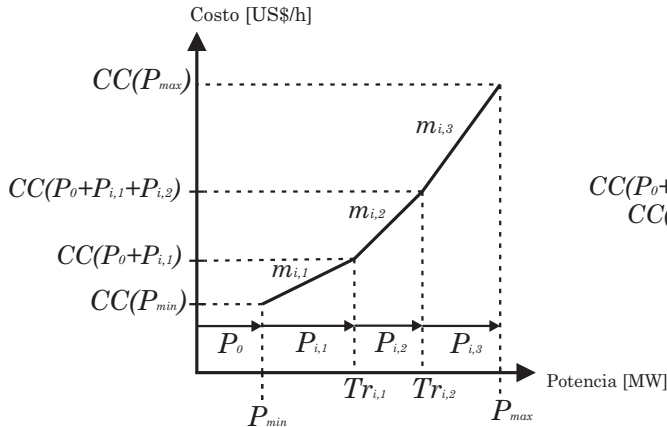


Figura 4.3: Curva de costo de operación de unidad térmica. Caso convexo.

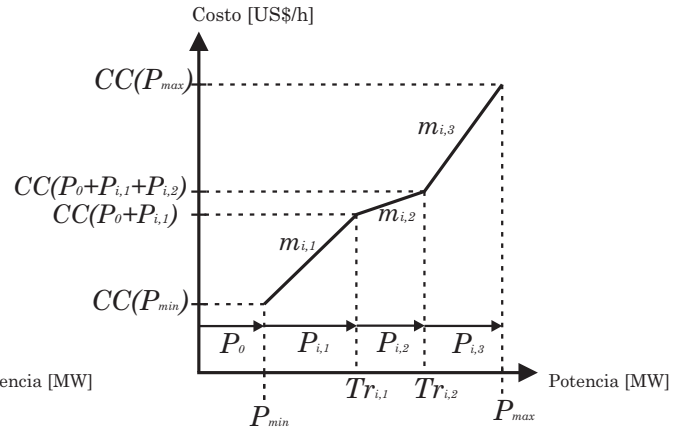


Figura 4.4: Curva de costo de operación de unidad térmica. Caso no convexo.

La formulación a utilizar para el caso de una curva de costos convexa corresponde a la propuesta por Carrión y Arroyo [59]. Para cada unidad térmica entonces se tiene :

$$CC_i^t = CC_i(P_{min\ i}) \cdot E_i^t + \sum_{k=1}^{Niv} P_{i,k}^t \cdot m_{i,k} \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.5)$$

Donde la potencia total producida en la hora t para la unidad i corresponde a la suma de las potencias generadas en cada tramo más el mínimo técnico, es decir :

$$P_i^t = \sum_{k=1}^{Niv} P_{i,k}^t + P_{min\ i} \cdot E_i^t \quad (4.6)$$

$$P_{i,1}^t \leq Tr_{i,1} - P_{min\ i} \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.7)$$

$$P_{i,k}^t \leq Tr_{i,k} - Tr_{i,k-1} \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T, \forall k = 2, \dots, Nvi - 1 \quad (4.8)$$

$$P_{i,Nvi}^t \leq P_{max\ i} - Tr_{i,Nvi-1} \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.9)$$

$$P_{i,k}^t \geq 0 \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T, \forall k = 1, \dots, Nvi - 1 \quad (4.10)$$

A partir de lo anterior el costo de operación en la hora t considerando las N_{CT} unidades térmicas se muestra en la ecuación (4.11).

$$CO_t = y_t + \sum_{i=1}^{N_{CT}} (C_{on\ i}^t \cdot Y_i^t + C_{off\ i}^t \cdot Z_i^t) \quad (4.11)$$

con

$$y_t = \sum_{i=1}^{N_{CT}} CC_i^t = \sum_{i=1}^{N_{CT}} \left[CC_i(P_{min\ i}) \cdot E_i^t + \sum_{k=1}^{Niv} P_{i,k}^t \cdot m_{i,k} \right] \quad (4.12)$$

$$y \quad m_{i,k} = \frac{CC_i(P_{i,k}) - CC_i(P_{i,k-1})}{P_{i,k} - P_{i,k-1}} \quad (4.13)$$

donde

Variables:

- CO_t : costo de operación actual del sistema para la hora t
- CC_i^t : costo de combustible de cada unidad termoeléctrica i en la hora t .
- y_t : costo de combustibles de todas las unidades termoeléctricas para la hora t
- E_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i
- Y_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio en la hora t
- Z_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es sacada de servicio en la hora t
- $P_{i,k}^t$: potencia neta generada por la unidad i en el tramo de potencia k para la hora t

Parámetros:

- $C_{on\ i}^t$: costo de arranque o de encendido de la unidad térmica i para la hora t
- $C_{off\ i}^t$: costo de detención o de apagado de la unidad térmica i para la hora t
- $P_{i,k}$: potencia a plena capacidad generada por la unidad i en el tramo de potencia k
- $Tr_{i,k}$: tramo de potencia k de la unidad i
- $m_{i,k}$: factor de ponderación de la unidad i en el tramo de potencia k
- Niv : número de tramos de potencia
- $P_{min\ i}^t$: potencia a mínimo técnico de la unidad termoeléctrica i en la hora t
- $P_{max\ i}^t$: potencia máxima nominal de la unidad termoeléctrica i en la hora t
- $CC_i(P_{min\ i})$: costo de operación de la unidad térmica i a potencia mínima técnica
- $CC_i(P_{i,k})$: costo de operación de la unidad térmica i a potencia generada en el tramo de potencia k

Para el caso no convexo se debe incorporar una variable binaria nueva de tal forma de que se habiliten los tramos de potencia. En base a esto la nueva formulación se plantea de

la siguiente manera :

$$(Tr_{i,1} - P_{min\ i}) \cdot l_{i,1}^t \leq P_{i,1}^t \leq (Tr_{i,1} - P_{min\ i}) \cdot E_i^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.14)$$

$$(Tr_{i,k} - Tr_{i,k-1}) \cdot l_{i,k}^t \leq P_{i,k}^t \leq (Tr_{i,k} - Tr_{i,k-1}) \cdot l_{i,k-1}^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T, \forall k = 2, \dots, Nvi - 1 \quad (4.15)$$

$$0 \leq P_{i,Nvi}^t \leq (P_{max\ i} - Tr_{i,Nvi-1}) \cdot l_{i,Nvi-1}^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.16)$$

$$l_{i,k}^t \in \{0, 1\} \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T, \forall k = 1, \dots, Nvi - 1 \quad (4.17)$$

Las restricciones (4.14), (4.15) y (4.16) fijan los límites de la potencia generada en cada tramo. Dicha potencia debe ser mayor o igual a 0 y menor o igual a la potencia neta de cada tramo. Esto es posible hacerlo mediante la variable binaria $l_{i,k}^t$, la cual es igual a 1 cuando la potencia de salida de la unidad térmica i ha superado el tramo k . Es importante señalar que si el número de tramos es Nvi , el número de variables binarias será de $Nvi - 1$ para cada unidad térmica y para cada hora del horizonte de planificación. Esto se debe a que la potencia nunca puede exceder el último tramo.

La restricción (4.14) establece el límite inferior y superior de la potencia producida en el primer tramo. Para el límite inferior la variable $l_{i,1}^t$ será 0 si la potencia no ha superado el límite superior de este tramo, en caso contrario será igual al valor del tramo $(Tr_{i,1} - P_{min\ i})$. Para el límite superior será 0 si la unidad térmica se encuentra fuera de servicio o en caso contrario será igual al valor del tramo $(Tr_{i,1} - P_{min\ i})$. De esta manera se asocian las variables binarias que indican el estado de operación de la unidad y las variables binarias nuevas de la linealización realizada.

La restricción (4.15) fija los límites inferior y superior para los tramos posteriores al primero, exceptuando el último, el cual se modela por medio de la restricción (4.16) [59].

Con el fin de complementar el modelo anterior se debe utilizar la restricción

$$l_{i,k}^t \leq l_{i,k-1}^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T, \forall k = 1, \dots, Nvi - 1 \quad (4.18)$$

De esta forma, si el tramo de potencia $P_{i,k-1}$ no se encuentra a plena capacidad, no se habilita el tramo de potencia $P_{i,k}$.

Donde

$l_{i,k}^t$: variable binaria, que indica si el tramo de potencia k para la unidad i está habilitado en la hora t . (esta habilitado el tramo = 1, no esta habilitado el tramo = 0)

Cabe señalar que para el modelo a implementar se consideran de manera general los 2 casos posibles para la función de costos

1. Curva de costos convexa con o sin considerar el mínimo técnico.
2. Curva de costos no convexa con o sin considerar el mínimo técnico.

Es importante definir 2 casos posibles, ya que el simple hecho de tener unidades térmicas con curvas de costos convexas (aunque sean muy pocas) permite eliminar una gran cantidad variables binarias, lo cual en teoría, permitiría una mejor convergencia a la solución del problema. En las Figuras 4.3 y 4.4, P_0 representa la potencia a mínimo técnico

definida para la unidad térmica i y corresponde al costo que se tiene a dicho nivel de potencia. corresponde al mismo costo que se tiene a mínimo técnico.

II. Función de costos discontinua

En algunas unidades térmicas que tienen limitaciones técnicas como por ejemplo vibraciones en los rodamientos del eje lo cual produce un desgaste de éste, no es posible operar a ciertos niveles de potencia por lo que se tienen zonas restrictivas de operación. Se utiliza la formulación propuesta en [62]. Si la unidad térmica tiene M_i zonas restrictivas de operación, tendrá $M_i + 1$ tramos de potencia en los cuales puede operar dicha unidad. En la Figura 4.5 se presenta una unidad térmica i con dos zonas restrictivas de operación, es decir, tiene tres tramos de potencia en los cuales puede operar dicha unidad.

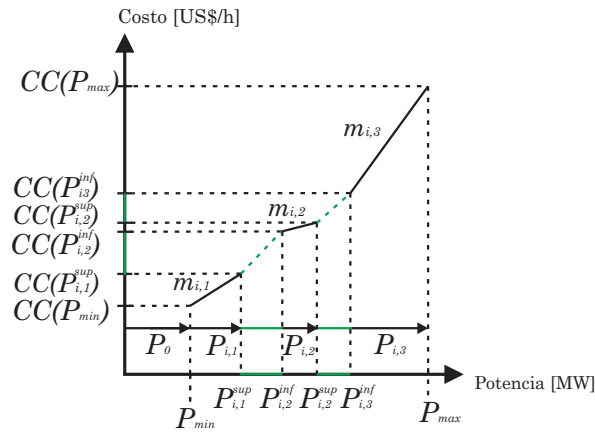


Figura 4.5: Curva de costo de operación de unidad térmica. Caso discontinuo

De forma general se define entonces

$$CC_i^t = \sum_{k=1}^{M_i+1} \left[l_{i,k}^t \cdot CC_i(P_{i,k-1}^{sup}) + P_{i,k}^t \cdot m_{i,k} \right] \quad y \quad m_{i,k} = \frac{CC_i(P_{i,k}^{sup}) - CC_i(P_{i,k-1}^{inf})}{P_{i,k}^{sup} - P_{i,k-1}^{inf}} \quad (4.19)$$

Donde la potencia generada por la unidad térmica i en la hora t corresponde a

$$P_i^t = \sum_{k=1}^{M_i+1} \left[l_{i,k}^t \cdot P_{i,k-1}^{sup} + P_{i,k}^t \right] \quad (4.20)$$

$$P_{i,k}^t \geq 0 \quad \forall k = 1, \dots, M_i + 1 \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.21)$$

$$P_{i,k}^t \leq (P_{i,k}^{inf} - P_{i,k-1}^{sup}) \cdot l_{i,k}^t \quad \forall k = 1, \dots, M_i + 1 \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.22)$$

$$\sum_{k=1}^{M_i+1} l_{i,k}^t \leq E_i^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.23)$$

$$l_{i,k}^t \in \{0, 1\} \quad \forall k = 1, \dots, M_i + 1, \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.24)$$

Donde

Variables:

- P_i^t : potencia neta generada por la unidad i para la hora t
 $P_{i,k}^t$: potencia neta generada por la unidad i en el tramo de potencia k para la hora t
 E_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i (En servicio o fuera de servicio)
 $l_{i,k}^t$: variable binaria, que indica si el tramo de potencia k para la unidad i está habilitado en la hora t

Parámetros:

- $P_{i,k}^{sup}$: potencia máxima generada por la unidad i en el tramo de potencia k
 $P_{i,k}^{inf}$: potencia mínima generada por la unidad i en el tramo de potencia k
 $m_{i,k}$: factor de ponderación de la unidad i en el tramo de potencia k
 M_i : número de tramos restrictivos de operación
(cantidad de tramos en que no puede generar la unidad)
 $P_{min\ i}^t$: potencia a mínimo técnico de la unidad térmica i en la hora t
 $P_{max\ i}^t$: potencia máxima nominal de la unidad térmica i en la hora t
 $CC_i(P_{min\ i})$: costo de operación de la unidad térmica i a potencia de mínimo técnico
 $CC_i(P_{max\ i})$: costo de operación de la unidad térmica i a potencia máxima nominal
 $CC_i(P_{i,k}^{inf})$: costo de operación de la unidad térmica i a potencia mínimo del tramo k
 $CC_i(P_{i,k}^{sup})$: costo de operación de la unidad térmica i a potencia máxima del tramo k

En las restricciones anteriormente consideradas se cumple que $P_{i,0}^{inf} = P_{min\ i}^t$ y $P_{i,M_i+1}^{sup} = P_{max\ i}^t$. La restricción (4.109) se utiliza para definir la potencia máxima de cada tramo de generación. La restricción (4.110) se utiliza para habilitar las variables binarias de cada tramo, es decir cuando la unidad térmica se encuentre en servicio ($E_i^t = 1$) a lo más 1 tramo de potencia se podrá habilitar, en cambio cuando la unidad térmica se encuentra fuera de servicio ($E_i^t = 0$) ningún tramo de potencia se podrá habilitar, ya que $l_{i,k}^t = 0$ para los $M_i + 1$ tramos definidos.

III. Relaciones lógicas de operación

Se debe considerar la relación entre las variables binarias de operación definidas hasta ahora, para una misma unidad y para cada hora t . Por lo que se busca relacionar el estado de la unidad i que se encuentra en servicio en la hora t , el estado de la unidad i puesta en servicio en la hora t y el estado de la unidad i que es sacada de servicio en la hora t . En base a lo anterior y siendo consistente con la definición de las variables mencionadas, se debe cumplir :

$$Y_i^t - Z_i^t = E_i^t - E_i^{t-1} \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.25)$$

Para evitar que una unidad que se encuentra fuera de servicio (o en servicio) se le

pueda dar orden de partida y detención simultánea se considera que

$$Y_i^t + Z_i^t \leq 1 \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.26)$$

Utilizando ambas ecuaciones (4.25) y (4.26) se pueden observar los siguientes casos :

Caso 1: Se le da orden de encendido a la unidad i en la hora t y con ello se activa la variable $E_i^t = 1$, con la cual la unidad opera en la hora t pero en $t - 1$ se encontraba fuera de servicio, ya que $E_i^{t-1} = 0$.

Caso 2: Se le da la orden de apagado a la unidad i en la hora t y con ello se activa la variable $E_i^t = 0$, con la cual la unidad se detiene en la hora t pero en $t - 1$ se encontraba en servicio, ya que $E_i^{t-1} = 1$.

Caso 3: No se le da ninguna orden a la unidad i en la hora t y con ello se cumple la igualdad $E_i^t = E_i^{t-1}$, lo cual indica que la unidad en la hora t permanece en la misma condición que en la hora $t - 1$ (en servicio o fuera de servicio).

La Tabla 4.1 resume los distintos casos

Tabla 4.1: Casos para las relaciones lógicas de operación

Variables	Caso 1	Caso 2	Caso 3.1	Caso 3.2
Y_i^t	1	0	0	0
Z_i^t	0	1	0	0
E_i^t	1	0	1	0
E_i^{t-1}	0	1	1	0

Variables:

- E_i^t : variable binaria, que indica el estado de operación de la unidad térmica i a la hora t (encendida = 1, apagada = 0)
- Y_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio a la hora t (es puesta en servicio = 1, no es puesta en servicio = 0)
- Z_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es sacada de servicio a la hora t (es sacada de servicio = 1, no es sacada de servicio = 0)

En la Tabla 4.2 se presenta el valor que deben tomar las variables binarias E_i^t , Y_i^t y Z_i^t al considerar las restricciones (4.25) y (4.26) para un horizonte de planificación de seis horas. La unidad térmica i recibe la orden de encendido en la hora 1 y recibe la orden de apagado en la hora 5.

Tabla 4.2: Ejemplo de estado de operación para una unidad térmica

t	1	2	3	4	5	6
E_i^t	1	1	1	1	0	0
Y_i^t	1	0	0	0	0	0
Z_i^t	0	0	0	0	1	0

IV. Potencia máxima nominal

Las unidades térmicas tienen una limitación máxima en la potencia que son capaces de generar, esta se denomina como potencia máxima nominal. Dicha limitación se debe a características de diseño. La potencia máxima nominal de una central puede variar debido a que en determinadas horas algunas de sus unidades se encuentre en mantenimiento o simplemente por seguridad deben generar como máximo un cierto porcentaje menor que su valor máximo. La restricción asociada a la potencia máxima nominal es propuesta en la ecuación (4.27).

$$P_i^t \leq P_{max\ i} \cdot E_i^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.27)$$

Donde

Variables:

E_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i en la hora t

P_i^t : potencia generada por la unidad i en la hora t

Parámetros:

$P_{max\ i}$: potencia máxima nominal de la unidad i

V. Potencia a mínimo técnico

Las unidades térmicas también cuentan con una limitación mínima sobre su potencia de salida. Esta potencia mínima, conocida también como mínimo técnico se debe a ciertos criterios, como por ejemplo, el diseño de la caldera y del propio generador, o a aspectos de estabilidad de la combustión [65]. Al tener en cuenta que si la unidad térmica está fuera de servicio, su potencia de salida es 0 (menor que $P_{min\ i}$). La restricción asociada a potencia a mínimo técnico es :

$$P_i^t \geq P_{min\ i} \cdot E_i^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.28)$$

Donde

Variables:

E_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i en la hora t

P_i^t : potencia generada por la unidad i en la hora t

Parámetros:

$P_{min\ i}$: potencia a mínimo técnico de la unidad i

Las restricciones de potencia máxima nominal y potencia a mínimo técnico obligan a la unidad en servicio a generar entre ambos límites de potencia. Si alguna unidad debe permanecer en servicio siempre, en su respectiva restricción se debe eliminar la variable entera de operación E_i^t o simplemente forzarla a 1. Si las unidades modeladas no tienen mínimo técnico, el mínimo técnico es cero y la potencia máxima es la potencia máxima nominal.

VI. Generación forzada de unidades térmicas

Si se desea forzar una unidad térmica a estar en servicio durante un periodo de tiempo (menor o igual al horizonte de planificación) basta con fijar la variable E_i^t a 1 para las horas requeridas. Si a veces por mantenimiento se desea forzar la generación de una unidad a cero, basta con fijar el valor de la variable entera de operación a $E_i^t = 0$ para las horas en que la unidad se encontrará fuera de servicio. Esto se puede representar como :

$$E_i^t = 1 \quad \forall t \in TfE_{ES,i} \quad \text{o} \quad E_i^t = 0 \quad \forall t \in TfF_{FS,i}$$

Variables:

E_i^t : variable binaria, que indica el estado de operación de la unidad térmica i a la hora t

Parámetros

$TfE_{ES,i}$: conjunto de horas en las que se desea que la unidad térmica i se encuentre en servicio

$TfF_{FS,i}$: conjunto de horas en las que se desea que la unidad térmica i se encuentre fuera de servicio

VII. Número máximo de arranques

Si se desea que una unidad térmica tenga un número máximo de arranques en el horizonte de planificación T basta con incorporar la restricción mostrada en la ecuación (4.29).

$$\sum_{t=1}^T Y_i^t \leq NAT_{max,i} \quad (4.29)$$

Si se considera un caso semanal y se desea que una unidad térmica tenga un número máximo de arranques en cada día del horizonte bajo estudio, basta con definir la restricción

$$\sum_{t=h_{ini}}^{NDh} Y_i^t \leq NAD_{max,i} \quad (4.30)$$

Variables:

Y_i^t : variable binaria, indica el estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio

Parámetros

$NAT_{max,i}$: número máximo de arranques permitidos para la unidad i para el horizonte de planificación

$NAD_{max,i}$: número máximo de arranques permitidos para la unidad i para un día cualquiera

T : número de horas consideradas para el horizonte de planificación

NDh : número de día considerado, en horas

h_{ini} : hora inicial para el día NDh a considerar

Si NDh es 1 (1 día = 24 horas), entonces $h_{ini} = 1$ y NDh será 24. Si NDh es 3 (3 días = 72 horas), entonces $h_{ini} = 49$ y NDh será 72.

VIII. Tiempos mínimos en servicio

Una vez que la unidad generadora ha alcanzado la potencia de mínimo técnico, esta debe permanecer en servicio al menos un tiempo igual al tiempo mínimo en servicio (este tiempo depende del tipo de tecnología y tamaño de la unidad generadora). Las restricciones asociadas al tiempo mínimo en servicio [59], corresponden a :

$$\sum_{t=1}^{TES_i} (1 - E_i^t) = 0 \quad \forall i \in N_{CT} \quad (4.31)$$

$$\sum_{k=t}^{t+T_{min\ on\ i}-1} E_i^k \geq T_{min\ on\ i} \cdot Y_i^t \quad \forall i \in N_{CT}, t = TES_i + 1, \dots, T - T_{min\ on\ i} + 1 \quad (4.32)$$

$$\sum_{k=t}^T (E_i^k - Y_i^t) \geq 0 \quad \forall i \in N_{CT}, t = T - T_{min\ on\ i} + 2, \dots, T \quad (4.33)$$

Donde $TES_i = \min \{T, (T_{min\ on\ i} - T_{ES\ i}^0) \cdot E_i^0\}$

Variables:

E_i^t : estado de operación de la unidad térmica i en la hora t

Y_i^t : estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio en la hora t

Parámetros:

$T_{min\ on\ i}$: cantidad mínima de horas que la unidad térmica i debe permanecer en servicio

TES_i : cantidad de horas que la unidad térmica i debe permanecer en servicio desde el comienzo del horizonte de planificación ($t \geq 1$)

$T_{ES\ i}^0$: cantidad de horas que la unidad térmica i ha estado en servicio al comienzo del horizonte de planificación ($t = 0$, condición inicial)

T : cantidad de horas que dura horizonte de planificación

La restricción (4.31) cubre las primeras horas del horizonte de planificación que vienen determinadas por el estado inicial de cada unidad térmica. Para el resto de las horas se activan las restricciones (4.32) y (4.33). La restricción (4.32) asegura el cumplimiento del tiempo mínimo en servicio para todos los posibles conjuntos de horas consecutivas de tamaño igual al tiempo mínimo en servicio. De esta forma cuando la unidad pasa del estado de apagado al estado de encendido se activa esta restricción. Para las horas finales, a partir de las cuales no hay un número de horas consecutivas igual al tiempo mínimo en servicio, se utiliza la restricción (4.33).

El parámetro TES_i representa la cantidad de horas que la unidad térmica i debe estar en servicio al comienzo del horizonte de planificación, debido a que inicialmente llevaba en servicio menos horas que el tiempo mínimo en servicio. Si esta cantidad de horas, TES_i , es mayor a 1 y menor o igual que la cantidad de horas del horizonte de planificación, T , todas las variables binarias de operación desde la hora 1 hasta TES_i deben ser 1. Esto es lo que expresa la restricción (4.31).

Si $TES_i < 1$ (es decir, si en la hora 0 la unidad térmica i está inicialmente fuera de servicio o cumple con el tiempo mínimo de funcionamiento, $T_{min\ on\ i} \geq T_{ES}^0$), la restricción (4.31) no se incluye en la formulación del problema. La restricción (4.32) sólo se considera para valores positivos del índice t . Además, en el caso de que $TES_i + 1 > T - T_{min\ on\ i} + 1$, la restricción (4.32) tampoco se debe incluir en la formulación del problema. Finalmente, la restricción (4.33) se tiene en cuenta para valores positivos del índice t , y si se cumple que $T - T_{min\ on\ i} + 2 \leq T$, o, lo que es igual a, que el tiempo mínimo en servicio sea superior a 1 hora ($T_{min\ on\ i} \geq 2$).

IX. Tiempos mínimos fuera de servicio

Una vez que la potencia entregada por la unidad generadora es nula, la unidad generadora debe permanecer fuera de servicio por lo menos un tiempo igual al tiempo mínimo fuera de servicio. Las restricciones asociadas al tiempo mínimo fuera de servicio [59], corresponden a :

$$\sum_{t=1}^{TFS_i} E_i^t = 0 \quad \forall i \in N_{CT} \quad (4.34)$$

$$\sum_{k=t}^{t+T_{min\ off\ i}-1} (1 - E_i^k) \geq T_{min\ off\ i} \cdot Z_i^t \quad \forall i \in N_{CT}, t = TFS_i + 1, \dots, T - T_{min\ on\ i} + 1 \quad (4.35)$$

$$\sum_{k=t}^T (1 - E_i^k - Z_i^t) \geq 0 \quad \forall i \in N_{CT}, t = T - T_{min\ off\ i} + 2, \dots, T \quad (4.36)$$

donde $TFS_i = \min \{T, (T_{min\ off\ i} - T_{FS\ i}^0) \cdot (1 - E_i^0)\}$

Variables:

E_i^t : estado de operación de la unidad térmica i en la hora t

Z_i^t : estado de la unidad térmica i que es sacada de servicio en la hora t

Parámetros:

$T_{min\ off\ i}$: cantidad mínima de horas que la unidad térmica i debe permanecer fuera de servicio

TFS_i : cantidad de horas que la unidad térmica i debe permanecer fuera de servicio desde el comienzo del horizonte de planificación ($t \geq 1$)

$T_{FS\ i}^0$: cantidad de horas que la unidad térmica i ha estado fuera de servicio al comienzo del horizonte de planificación ($t = 0$, condición inicial)

T : cantidad de horas que dura horizonte de planificación

La restricción (4.34) cubre las primeras horas del horizonte de planificación que vienen determinadas por el estado inicial de cada unidad térmica. Para el resto de las horas se activan las restricciones (4.35) y (4.36). La restricción (4.35) asegura el cumplimiento del

tiempo mínimo fuera de servicio para todos los posibles conjuntos de horas consecutivas de tamaño igual al tiempo mínimo fuera de servicio, de esta forma cuando la unidad pasa del estado de encendido al estado de apagado se activa esta restricción. Para las horas finales, a partir de las cuales hay un número de horas consecutivas inferior al tiempo mínimo fuera de servicio, se utiliza la restricción (4.36).

La constante TFS_i representa la cantidad de horas que la unidad térmica i debe estar fuera de servicio al comienzo del horizonte de planificación debido a que inicialmente llevaba fuera de servicio menos horas que el tiempo mínimo fuera de servicio. Si esta cantidad de horas, TFS_i , es mayor a 1 y menor o igual que la cantidad de horas del horizonte de planificación, T , todas las variables binarias de operación desde la hora 1 hasta TFS_i deben ser 0. Esto es lo que expresa la restricción (4.34). Si inicialmente la unidad térmica i estaba en servicio o llevaba fuera de servicio un número de horas superior al tiempo mínimo fuera de servicio, TFS_i es menor que 1 y la restricción (4.34) desaparece del modelo.

Cabe destacar que las restricciones (4.34)-(4.36) son idénticas a las restricciones (4.31)-(4.33) tan sólo cambiando E_i^t , Z_i^t , $T_{min\ off\ i}$ y TFE_i por $1 - E_i^t$, Y_i^t , $T_{min\ on\ i}$ y TES_i respectivamente.

Las mismas consideraciones referentes a los índices k y t llevadas acabo en la sección anterior deben tenerse en cuenta para las restricciones (4.34)-(4.36).

X. Contador de tiempo fuera de servicio

Para lograr expresar el costo de arranque de una unidad térmica como una función del tiempo que se encuentra fuera de servicio (FS), es necesario incluir en la formulación del problema un contador de tiempo fuera de servicio, $T_{FS\ i}^t$, [59]. Además este contador de tiempo servirá para acoplar dos programaciones diarias con respecto a la restricción de tiempos mínimos fuera de servicio, la cual considera como dato de entrada, la cantidad de horas que una unidad térmica se ha encontrado fuera de servicio al inicio del periodo de programación.

El contador de horas en que una unidad térmica ha estado fuera de servicio se puede expresar mediante la siguiente condición

$$\text{Si } E_i^t = 0 \text{ entonces } T_{FS\ i}^t = T_{FS\ i}^{t-1} + 1, \text{ en otro caso } T_{FS\ i}^t = 0 \quad (4.37)$$

Matemáticamente, esta expresión condicional se puede formular con restricciones lineales de la siguiente manera :

$$T_{FS\ i}^t \leq T_{FS\ i}^{t-1} + 1 \quad \forall i, \forall t \quad (4.38)$$

$$T_{FS\ i}^t + (M + 1) \cdot E_i^t \geq T_{FS\ i}^{t-1} + 1 \quad \forall i, \forall t \quad (4.39)$$

$$T_{FS\ i}^t - M \cdot (1 - E_i^t) \leq 0 \quad \forall i, \forall t \quad (4.40)$$

$$T_{FS\ i}^t \geq 0 \quad \forall i, \forall t \quad (4.41)$$

VARIABLES:

$T_{FS\ i}^t$: cantidad de horas que la unidad térmica i ha permanecido fuera de servicio al final de la hora t

PARÁMETROS:

M : constante grande para satisfacción de las restricciones

Donde M es una constante suficientemente grande (por ejemplo, el número de horas que la unidad térmica puede estar fuera de servicio). En el caso en que una unidad, al comienzo del horizonte de planificación, se encontrara fuera de servicio durante $T_{FS\ i}^0$ horas y además, por ser una de las unidades térmicas con un costo de operación elevado, no se despacha en todo el horizonte de planificación, se recomienda usar $M = T_{FS\ i}^0 + T$ con el fin de que aún no se active la variable E_i^t con valor 1, lo cual daría una solución no adecuada.

La restricción (4.38) hace que el contador de horas sea menor o igual que el contador en la hora anterior más 1. La restricción (4.39) fuerza a que el contador de horas sea mayor o igual que el contador de horas en la hora anterior más uno. Las restricciones (4.38) y (4.39) abarcan todo el horizonte de planificación incluyendo la condición inicial para cada unidad en la hora cero.

Las restricciones (4.40) y (4.41) obligan a que el contador de horas tome un valor positivo si la unidad térmica se encuentra fuera de servicio, y a que sea 0 en caso contrario.

Por lo tanto, si la unidad se encuentra en servicio y es sacada de servicio, el contador toma el valor de uno. Si la unidad permanece en servicio, el contador seguirá siendo nulo. Por otro lado, si la unidad se encuentra fuera de servicio, y es puesta en servicio las restricciones (4.40) y (4.41) hacen que el contador pase a ser cero. Si por el contrario, la unidad permanece fuera de servicio, el contador de horas debe ser, por un lado mayor o igual y, al mismo tiempo, menor o igual que el contador en la hora anterior más uno. En otras palabras, el contador debe aumentar en una unidad.

XI. Contador de tiempo en servicio

Con el fin de automatizar la lectura de la cantidad de horas que una unidad térmica se ha encontrado en servicio (ES), es útil incluir en la formulación del problema un contador de tiempo en servicio, $T_{ES\ i}^t$. Este contador de tiempo servirá para acoplar dos programaciones diarias con respecto a la restricción de tiempos mínimos en servicio, la cual considera como dato de entrada la cantidad de horas que una unidad térmica se ha encontrado en servicio al inicio del periodo de programación.

El contador de horas en que una unidad térmica ha estado en de servicio se puede expresar mediante la siguiente condición

$$\text{Si } E_i^t = 1 \text{ entonces } T_{ES\ i}^t = T_{ES\ i}^{t-1} + 1, \text{ en otro caso } T_{ES\ i}^t = 0 \quad (4.42)$$

Matemáticamente, esta expresión condicional se puede formular con restricciones lineales de la siguiente manera :

$$T_{ES\ i}^t \leq T_{ES\ i}^{t-1} + 1 \quad \forall i, \forall t \quad (4.43)$$

$$T_{ES\ i}^t + (M + 1) \cdot (1 - E_i^t) \geq T_{ES\ i}^{t-1} + 1 \quad \forall i, \forall t \quad (4.44)$$

$$T_{ES\ i}^t - M \cdot E_i^t \leq 0 \quad \forall i, \forall t \quad (4.45)$$

$$T_{ES\ i}^t \geq 0 \quad \forall i, \forall t \quad (4.46)$$

Variables:

$T_{ES\ i}^t$: cantidad de horas que la unidad térmica i ha permanecido en de servicio al final de la hora t

Parámetros:

M : constante grande para satisfacción de las restricciones

Donde M es una constante suficientemente grande (por ejemplo, el número de horas que la unidad térmica puede estar en de servicio). En el caso en que una unidad, al comienzo del horizonte de planificación, se encontrara en de servicio durante $T_{ES\ i}^0$ horas y además, por ser una de las unidades térmicas con un costo de operación bajo, se despacha en todo el horizonte de planificación, se recomienda usar un valor de $M \geq T_{ES\ i}^0 + T$ con el fin de que aún la variable E_i^t no pueda tomar el valor 0, lo cual daría una solución no adecuada.

La restricción (4.43) hace que el contador de horas sea menor o igual que el contador en la hora anterior más 1. La restricción (4.44) fuerza a que el contador de horas sea mayor o igual que el contador de horas en la hora anterior más uno. Las restricciones (4.43) y (4.44) abarcan todo el horizonte de planificación incluyendo la condición inicial para cada unidad en la hora cero.

Las restricciones (4.45) y (4.46) obligan a que el contador de horas tome un valor positivo si la unidad térmica se encuentra en de servicio y a que sea 0 en caso contrario.

Por lo tanto, si la unidad se encuentra fuera de servicio y es puesta en servicio, el contador toma el valor de uno. Si la unidad permanece fuera de servicio, el contador seguirá siendo nulo. Por otro lado, si la unidad se encuentra en servicio y es sacada de servicio las restricciones (4.45) y (4.46) hacen que el contador pase a ser cero. Si por el contrario, la unidad permanece en servicio, el contador de horas debe ser, por un lado mayor o igual y, al mismo tiempo, menor o igual que el contador en la hora anterior más uno. En otras palabras, el contador debe aumentar en una unidad.

XII. Costo de arranque

El costo de poner en marcha a una unidad térmica depende del tiempo que ésta ha permanecido fuera de servicio. No es lo mismo poner en funcionamiento una unidad fría que una unidad recientemente apagada, y que no necesita volver a calentarse desde la temperatura ambiente.

En general la función para el costo de arranque para cada hora se puede representar como una función exponencial [63], [65], [66].

$$C_{on\ i}^t = FC_{on\ i} \cdot \left(1 - e^{-\frac{T_{FS\ i}^{t-1}}{\tau_i}} \right) + C_{on\ cold} \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.47)$$

Donde

Parámetros:

$T_{FS\ i}^t$: cantidad de horas que la unidad i lleva fuera de servicio en la hora t

$FC_{on\ i}$: costo de arranque en frío de la unidad i

$C_{on\ cold}$: término fijo de la función de costo de arranque de la unidad i
(debido a mantenimiento por ejemplo)

τ_i : constante de tiempo térmica de la función de costo de arranque de la
unidad i

$\frac{1}{\tau_i}$: razón de enfriamiento de la unidad i

Formulación 1: Discretización función exponencial con variable adicional

Aunque la función presentada en la restricción (4.47) es continua en el tiempo, la discretización temporal del modelo hace que el costo de arranque sea una función discreta como se muestra en la Figura 4.6. Una alternativa para representar la función de costos de arranque exponencial en un modelo de programación mixta es la formulación utilizada Arroyo y Conejo [66].

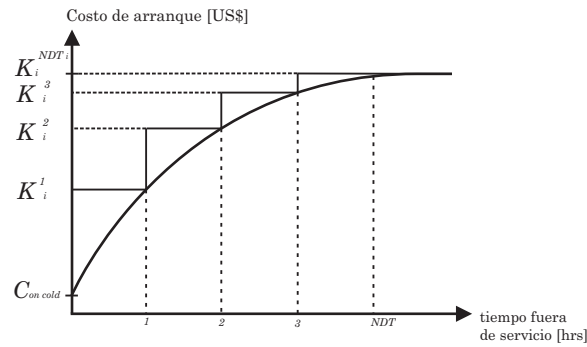


Figura 4.6: Costo de arranque exponencial y valores discretos utilizados para cada costo

Como el costo de arranque de la unidad térmica i en la hora t es función del número de horas que ha permanecido fuera de servicio al final de la hora $t - 1$, es conveniente utilizar la variable $T_{FS\ i}^{t-1}$. Dicha variable fue definida en la restricción de contador de tiempo fuera de servicio (ver sección X de las restricciones de unidades térmicas).

Si ha estado fuera de servicio 1 hora, $T_{FS\ i}^{t-1} = 1$ se tiene que

$$C_{on\ i}^1 = K_i^1 = FC_{on\ i} \cdot \left(1 - e^{-\frac{1}{\tau_i}}\right) + C_{on\ cold} \quad (4.48)$$

Si ha estado fuera de servicio 2 horas, $T_{FS\ i}^{t-1} = 2$ se tiene que

$$C_{on\ i}^2 = K_i^2 = FC_{on\ i} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2}{\tau_i}}\right) + C_{on\ cold} \quad (4.49)$$

Si la unidad térmica i ha estado fuera de servicio NDT_i horas

$$C_{on\ i}^{NDT_i} = K_i^{NDT_i} = FC_{on\ i} \cdot \left(1 - e^{-\frac{NDT_i}{\tau_i}}\right) + C_{on\ cold} \quad (4.50)$$

Este costo de arranque discreto se puede formular como un conjunto de restricciones lineales

$$\tilde{C}_{on\ i}^t = \sum_{r=1}^{NDT_i} K_i^r \cdot W_{i,r}^t \quad \forall i \in NCT, \forall t \in T \quad (4.51)$$

$$\sum_{r=1}^{NDT_i} W_{i,r}^t = y_i^t \quad \forall i \in NCT, \forall t \in T \quad (4.52)$$

$$\sum_{r=1}^{NDT_i-1} r \cdot W_{i,r}^t + m_i^t = T_{FS\ i}^{t-1} \quad \forall i \in NCT, \forall t \in T \quad (4.53)$$

$$NDT_i \cdot W_{i,ND_i}^t \leq m_i^t \leq M \cdot [W_{i,NDT_i}^t - y_i^t + 1] \quad \forall i \in NCT, \forall t \in T \quad (4.54)$$

$$W_{i,r}^t \in \{0, 1\} \quad \forall r \in \{1, 2, \dots, NDT_i\}, \forall i \in NCT, \forall t \in T \quad (4.55)$$

La ecuación (4.51) representa la función de costo de arranque lineal discreto, $\tilde{C}_{on\ i}^t$, que es una constante de valor K_i^r si la unidad térmica i ha estado desacoplada r horas ($T_{FS\ i} = r$). Si la unidad térmica i parte cuando ha estado fuera de servicio NDT_i o más horas $\tilde{C}_{on\ i}^t$ es igual a $K_i^{NDT_i}$. Esto es posible modelarlo, mediante una variable nueva $W_{i,r}^t$ la que es igual a 1 si la unidad i entra en servicio a la hora t y ha estado fuera de servicio durante r horas. Las restricciones (4.52) y (4.53) relaciona las variables $W_{i,r}^t$ con el contador de horas fuera de servicio $T_{FS\ i}$ y una variable extra m_i^t , cuyos límites se presentan en la ecuación (4.54). La variable m_i^t es utilizada cuando la unidad térmica i ha estado fuera de servicio en la hora t o cuando se pone en servicio en la hora t y ha estado fuera de servicio durante NDT_i o más horas. Esta discretización se muestra en la Figura 4.6 para el caso de 4 intervalos.

Formulación 2: Discretización función exponencial sin variable adicional

Otra alternativa para representar la función de costos de arranque exponencial en un modelo de programación mixta, se usa otra formulación utilizada por Carrión y Arroyo [59]. La cantidad de puntos utilizados para la modelación, dependerá sólo del tiempo que demore la unidad en enfriarse (NDT_i). Si se supone que la constante de tiempo de la unidad térmica i es :

$$\tau_i = \frac{NDT_i}{4} \quad (4.56)$$

La cantidad de puntos discretos de costo de arranque, será igual al tiempo de enfriamiento en horas (NDT_i).

Se debe señalar que ahora el término $C_{on\ i}^t \cdot Y_i^t$ de la función objetivo (4.1) se reemplaza por una nueva variable $B_{on\ i}^t$ para las unidades que tienen costo de arranque del tipo exponencial. Esta formulación corresponde a :

$$B_{on\ i}^t \geq FC_{on\ i}^{T_E} \cdot \left[E_i^t - \sum_{w=1}^{T_E} E_i^{t-w} \right] + C_{on\ cold} \quad \forall T_E \in \{1, \dots, NDT_i\}, \forall i \in NCT, \forall t \in \{0, \dots, T\} \quad (4.57)$$

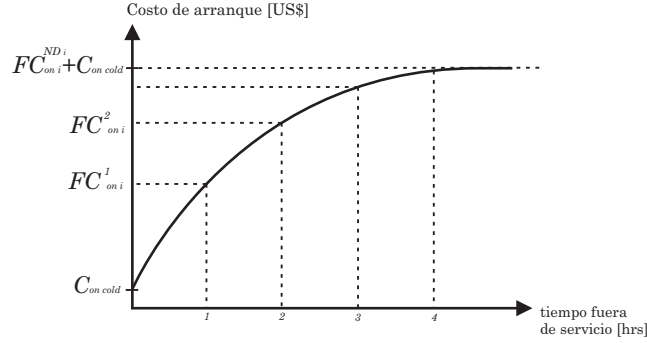


Figura 4.7: Costo de arranque exponencial y valores discretos utilizados para cada costo

Formulación 3: Discretización función exponencial sin variable adicional. Alternativa equivalente.

Como en el modelo propuesto se define la variable Y_i^t para dar orden de encendido a la unidad i en la hora t la formulación 2 es equivalente a

$$B_{on\ i}^t \geq FC_{on\ i}^{T_E} \cdot \left[Y_i^t - \sum_{w=2}^{T_E} E_i^{t-w} \right] + C_{on\ cold} \quad \forall T_E \in \{1, \dots, NDT_i\}, \forall i \in N_{CT}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (4.58)$$

Además para las formulaciones 2 y 3 se debe cumplir siempre que

$$B_{on\ i}^t \geq 0, \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \in N_{CT} \quad (4.59)$$

Donde

Parámetros:

NDT_i : tiempo que demora en enfriarse la unidad i

$FC_{on\ i}^{T_E}$: costo asociado a la cantidad de horas T_E que la unidad térmica ha estado fuera de servicio

Cuando el tiempo que ha estado fuera de servicio ($T_{E,i}$) la unidad es igual a ND_i , se cumple la condición de borde

$$B_{on\ i}^t = FC_{on\ i}^{NDT_i} + C_{on\ cold} \approx FC_{on\ i} + C_{on\ cold} \quad (4.60)$$

La diferencia entre las formulaciones 2 y 3 es la utilización de la variable binaria Y_i^t y el índice inicial de la sumatoria $\sum_{w=initial}^{T_E}$. Matemáticamente cuando la unidad recibe orden de encendido, es decir $Y_i^t = 1$, es equivalente a que la variable E_i^t sea igual a 1 y a la vez la variable E_i^{t-1} sea igual a 0. En otras palabras para llegar a la formulación 3 en la formulación 2 se debe sustituir el término $E_i^t - E_i^{t-1}$ por el término Y_i^t . Debido a esto ambos modelos se consideran equivalentes.

La formulación 1 tiene la ventaja de que puede aproximar la función exponencial de mejor forma en comparación a la formulación 2 (o 3) ya que su discretización depende de la cantidad de tramos elegidos por el usuario (por ejemplo se pueden considerar 10 tramos, 100 tramos, 1000 tramos, etc.). Las formulaciones 2 y 3 son limitadas ya que su

discretización depende del tiempo de enfriamiento de cada central³, el número de tramos utilizados es igual a este tiempo. La desventaja de la formulación 1 es que incorpora al problema nuevas variables, lo cual hace que el problema de optimización sea más complejo de resolver. Dependiendo del tamaño del sistema y la cantidad de restricciones a considerar en el problema puede resultar más conveniente uno de los tipos de formulación propuesta.

Casos especiales

Cuando la unidad térmica es dejado fuera de servicio pero se mantiene la temperatura de trabajo, los costos de arranque dependen linealmente del tiempo que la unidad térmica ha estado fuera de servicio y se comportan de acuerdo a la ecuación (4.61).

$$C_{on\ i}^t = FL_{on\ i} \cdot T_{FS\ i}^{t-1} + C_{on\ cold} \quad (4.61)$$

Donde

Parámetros:

- $T_{FS\ i}^t$: cantidad de horas que la unidad i lleva fuera de servicio en la hora t
 $FL_{on\ i}$: coeficiente lineal de la función lineal de costo de arranque en frío de la unidad i
 $C_{on\ cold}$: término fijo de la función de costo de arranque de la unidad i (debido a mantenimiento por ejemplo)

XIII. Costo de parada

El costo asociado de detener la unidad térmica (básicamente por operación y mantenimiento) en general se puede considerar independiente del tiempo en que la unidad ha estado operando. Por lo que :

$$C_{off\ i}^t = C_{off\ i} \quad (4.62)$$

Donde

- Parámetros: $C_{off\ i}$: costo de detención de la unidad i

XIV. Rampas de arranque, de parada, de aumento y de disminución

En general muchos modelos suponen que cuando una unidad térmica entra en funcionamiento, la potencia entregada alcanza de manera instantánea una potencia superior o igual al mínimo técnico. Lo mismo sucede cuando la unidad recibe orden de detención. Si las potencias durante el arranque y parada fueran consideradas, esto afectaría directamente la programación, ya desplazaría la generación y/o puesta en servicio de otras unidades térmicas. Además existen unidades que mientras se encuentran en servicio debe respetar subidas y bajadas de generación debido a restricciones técnicas.

³Dato referencial: En el SIC la caldera de las unidades ventanas 1 y ventanas 2 de la central Ventanas se demora aproximadamente 24 horas en enfriarse utilizando ventilación forzada. La caldera de la central Santa María se demora aproximadamente 48 horas en enfriarse naturalmente, y con ventilación forzada entre 34 a 36 horas.

Rampa de arranque

La rampa de arranque corresponde a la potencia máxima que puede generar una unidad térmica para entrar en servicio

Considerando las variables binarias que indican el estado de operación de la unidad térmica, la rampa de arranque se puede modelar como

$$P_i^t \leq RAM_i \cdot Y_i^t + P_{max\ i} \cdot (1 - Y_i^t) \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.63)$$

Variables:

Y_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio en la hora t

P_i^t : potencia generada por la unidad i en la hora t

Parámetros:

RAM_i : rampa máxima de arranque de la unidad i

$P_{max\ i}$: potencia máxima nominal de la unidad i

Rampa de parada

La rampa de parada corresponde a la potencia máxima que puede generar una unidad térmica para salir de servicio. Considerando las variables binarias que indican el estado de operación de la unidad térmica, la rampa de parada se puede modelar como

$$P_i^{t-1} \leq RPM_i \cdot Z_i^t + P_{max\ i} \cdot (1 - Z_i^t) \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.64)$$

La ecuación (4.64) al evaluar en la hora 1 incorpora el valor de la generación inicial de la unidad térmica i , es decir, debe ser conocido el valor de P_i^0 .

Variables:

Z_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es sacada de servicio en la hora t

$P_{i,k}^t$: potencia generada por la unidad i en la hora t

Parámetros:

RPM : rampa máxima de parada de la unidad i

$P_{max\ i}$: potencia máxima nominal de la unidad i

Rampa de aumento (o subida) de carga

Una unidad térmica no puede aumentar bruscamente su generación de una hora a la hora siguiente. La rampa máxima de aumento corresponde a la máxima potencia que una unidad térmica puede aumentar su generación en dos horas consecutivas. Sin considerar el mínimo técnico se tiene que

$$P_i^t \cdot (1 - Y_i^t) - P_i^{t-1} \leq RSM_i \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.65)$$

Variables:

Z_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es sacada de servicio en la hora t

P_i^t : potencia generada por la unidad i en la hora t

Parámetros:

RSM_i : rampa máxima de aumento de la unidad i

Claramente, la ecuación (4.65) es no lineal y si se desea incorporar al modelo es necesario linealizarla e incorporar el mínimo técnico. Dicho lo anterior una formulación adecuada

con y sin mínimo técnico corresponde a

Sin mínimo técnico:

$$P_i^t - P_i^{t-1} \leq RSM_i \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.66)$$

Con mínimo técnico:

$$P_i^t - P_i^{t-1} \leq RSM_i \cdot E_i^t + P_{min\ i} \cdot Y_i^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.67)$$

Rampa de disminución (o bajada) de carga

Al igual que la rampa de aumento una unidad térmica no puede disminuir bruscamente su generación de una hora a la hora siguiente. La rampa máxima de aumento corresponde a la máxima potencia que una unidad térmica puede aumentar su generación en dos horas consecutivas. Sin considerar el mínimo técnico se tiene que

$$P_i^{t-1} \cdot (1 - Z_i^t) - P_i^t \leq RBM_i \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.68)$$

Variables:

Y_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio en la hora t

P_i^t : potencia generada por la unidad i en la hora t

Parámetros:

RBM_i : rampa máxima de disminución de la unidad i

$P_{max\ i}$: potencia máxima nominal de la unidad i

Al igual que en la rampa de aumento claramente la ecuación (4.68) es no lineal y si se desea incorporar al modelo es necesario linealizarla e incorporar el mínimo técnico.

Sin mínimo técnico:

$$P_i^{t-1} - P_i^t \leq RBM_i \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.69)$$

Con mínimo técnico:

$$P_i^{t-1} - P_i^t \leq RBM_i \cdot E_i^{t-1} + P_{min\ i} \cdot Z_i^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (4.70)$$

NOTA: Para unidades que se encuentren en servicio al inicio del periodo de programación ($t = 1$), debe sustituirse P_i^{t-1} por la generación inicial P_i^0 . La restricción de rampa de disminución supone que la unidad que es retirada del servicio, puede disminuir su generación en un monto igual a la rampa de disminución más la potencia mínima.

La Figura 4.8 muestra ambas rampas de aumento y de disminución de generación.

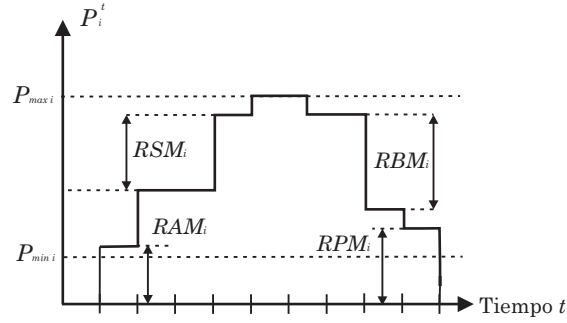


Figura 4.8: Rampas de generación máximas de subida y de bajada

XV. Tiempo de estabilización de generación

Algunas unidades térmicas, por lo general del tipo vapor-carbón de gran tamaño, deben permanecer un número mínimo de horas con carga estable antes de poder modificar el sentido de variación de carga. En otras palabras este tipo de unidades no pueden disminuir su generación en una hora, si la generación venía aumentando en las horas anteriores. De la misma manera, no pueden aumentar su generación en una hora, si la generación venía disminuyendo en las horas anteriores. En ambas situaciones este tipo de unidades debe permanecer con carga estable por un mínimo de horas; esto se representa en la Figura 4.9. Si se define $T_{est,i}$ como el tiempo en el cual la unidad térmica i debe permanecer con su generación estable, se debe cumplir las siguientes restricciones :

$$P_i^t - P_i^{t-1} \leq P_{max\ i}^t \cdot ls_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.71)$$

$$P_i^{t+k} - P_i^t \geq P_{max\ i}^t \cdot (ls_i^t - 1) \quad \forall t, \forall i, k = 1, \dots, T_{est,i} - 1 \quad (4.72)$$

$$P_i^{t-1} - P_i^t \leq P_{max\ i}^t \cdot lb_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.73)$$

$$P_i^t - P_i^{t+k} \geq P_{max\ i}^t \cdot (lb_i^t - 1) \quad \forall t, \forall i, k = 1, \dots, T_{est,i} - 1 \quad (4.74)$$

Donde ls_i^t y lb_i^t son variables binarias que deben cumplir con

$$ls_i^t + lb_i^t \leq 1 \quad \forall t, \forall i \quad (4.75)$$

Debido a que los límites de generación no permitirán habilitar las variables ls_i^t y lb_i^t , cuando la unidad se encuentre fuera de servicio, es conveniente escribir

$$ls_i^t \leq E_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.76)$$

$$lb_i^t \leq E_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.77)$$

Variables:

- ls_i^t : variable binaria, que indica si la unidad térmica i está aumentando su generación en la hora t
 lb_i^t : variable binaria, que indica si la unidad térmica i está disminuyendo su generación en la hora t
 P_i^t : potencia generada por la unidad i en la hora t

Parámetros:

- $P_{max\ i}^t$: potencia máxima disponible de la unidad i en la hora t .
 Por defecto es la potencia máxima nominal.

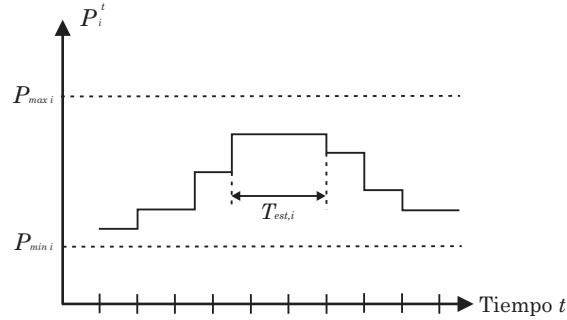


Figura 4.9: Tiempo de estabilización de una unidad térmica

XVI. Arranque a potencia fija

Las unidades térmicas de tipo ciclo combinado, y unidades vapor-carbón de gran tamaño, tienen características de puesta en servicio que obligan a la unidad a generar una potencia fija o con un gradiente característico durante el período de arranque. Generalmente esta potencia de partida es menor al mínimo técnico de la unidad [67] y [60]. En la Figura 4.10 se muestra un perfil de arranque a potencia fija.

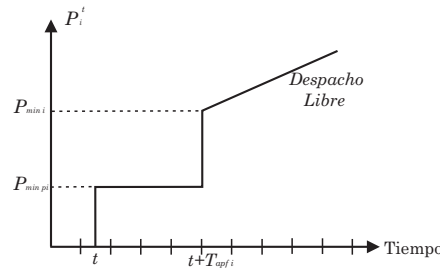


Figura 4.10: Arranque de una unidad a potencia fija

$$P_{min,i} \cdot \left[E_i^t - \sum_{k=t-T_{apf\ i+1}}^t Y_i^k \right] + P_{min\ p_i} \cdot \left[\sum_{k=t-T_{apf\ i+1}}^t Y_i^k \right] \leq P_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.78)$$

$$P_{max,i} \cdot \left[E_i^t - \sum_{k=t-T_{apf\ i+1}}^t Y_i^k \right] + P_{min\ p_i} \cdot \left[\sum_{k=t-T_{apf\ i+1}}^t Y_i^k \right] \geq P_i^t + RG_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.79)$$

Durante el proceso de arranque $T_{apf\ i}$ corresponde a la cantidad de horas que la unidad i estará obligada a generar $p_{min\ p_i}$. Cabe señalar que las restricciones (4.78) y (4.79) son válidas para $t - T_{apf\ i} + 1 \geq 1$ ($k \geq 1$).

Si la unidad ha sido consignada con reserva mínima, ambas restricciones anteriores resultarán no factibles. Debido a esto es necesario agregar una condición adicional:

$$RG_{min\ i} \cdot \left[E_i^t - \sum_{k=t-T_{apf\ i}+1}^t Y_i^k \right] \leq RG_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.80)$$

Durante el proceso de arranque, la reserva aportada por la unidad será nula, aunque se haya solicitado reserva mínima.

No es necesario agregar restricciones adicionales sobre reserva máxima para el conjunto de restricciones propuestas.

Variables:

- E_i^t : estado de operación de la unidad térmica i en la hora t
- Y_i^t : estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio en la hora t
- RG_i^t : reserva en giro disponible de la unidad i para la hora t
- P_i^t : potencia suministrada por la unidad térmica i en la hora t

Parámetros

- $P_{min\ i}^t$: potencia mínima técnica de la unidad termoelectrica i en la hora t
- $P_{max\ i}^t$: potencia máxima técnica de la unidad termoelectrica i en la hora t
- $P_{min\ p_i}$: potencia fija de arranque de la unidad i
- $T_{apf\ i}$: cantidad de horas que la unidad i está obligada a generar $P_{min\ p_i}$
- $RG_{min\ i}$: limite de reserva inferior para la unidad i

XVII. Arranque a potencia escalonada

Si la potencia de arranque no es fija, y la unidad debe cumplir con algún conjunto de valores predeterminados durante el arranque (potencia escalonada), las restricciones sobre la potencia generada se pueden definir ahora con las ecuaciones (4.81) y (4.82). En la Figura 4.11 se presenta el arranque de una unidad térmica a potencia escalonada.

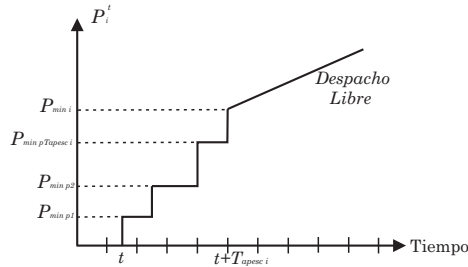


Figura 4.11: Arranque de una unidad a potencia escalonada

$$P_{min,i} \cdot \left[E_i^t - \sum_{k=t-T_{apesc\ i}+1}^t Y_i^k \right] + \sum_{k=1}^{T_{apesc\ i}} P_{min\ p_i, T_{apesc\ i-k+1}} \cdot Y_i^{t-T_{apesc\ i}+k} \leq P_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.81)$$

$$P_{max,i} \cdot \left[E_i^t - \sum_{k=t-T_{apesc\ i}+1}^t Y_i^k \right] + \sum_{k=1}^{T_{apesc\ i}} P_{min\ p_i, T_{apesc\ i-k+1}} \cdot Y_i^{t-T_{apesc\ i}+k} \geq P_i^t + RG_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.82)$$

Para incluir las restricciones de partida a potencia fija y escalonada, se debe modificar la restricción de rampa máxima de aumento de generación. La nueva restricción de rampa máxima, será :

$$P_i^t - P_i^{t-1} \leq RSM_i \cdot E_i^t + P_{min\ i} \cdot Y_i^{t-T_{apf\ i}} \quad \forall t, \forall i \quad (4.83)$$

Si la unidad tiene habilitada la restricción de tiempo de estabilización, la restricción estará dada por :

$$P_i^t - P_i^{t-1} \leq P_{max\ i}^t \cdot ls_i^t + P_{min\ i} \cdot Y_i^{t-T_{apf\ i}} \quad \forall t, \forall i \quad (4.84)$$

Donde

Variables:

- E_i^t : estado de operación de la unidad térmica i en la hora t
- Y_i^t : estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio en la hora t
- RG_i^t : reserva en giro disponible de la unidad i para la hora t

Parámetros

- $P_{min\ i}$: potencia mínima técnica de la unidad termoeléctrica i
- $P_{max\ i}$: potencia máxima nominal de la unidad termoeléctrica i
- $P_{min\ p_i, tp}$: potencia fija de arranque de la unidad i para el escalón tp
- $T_{apf\ i}$: cantidad de horas que la unidad i está obligada a generar $P_{min\ p_i, tp}$
- $RG_{min\ i}$: limite de reserva inferior para la unidad i
- $P_{max\ i}^t$: potencia máxima disponible por la unidad térmica i en la hora t

XVIII. Detención a potencia fija

Existen unidades térmicas de gran tamaño, que tienen una detención a potencia fija durante un periodo de tiempo. Por lo general es una potencia menor a la de mínimo técnico. Tomando en cuenta las formulaciones propuestas en las secciones previas y considerando la modelación propuesta en [60] se proponen la siguientes formulaciones :

$$P_{min,i} \cdot \left[E_i^t - \sum_{k=t+1}^{t+T_{dpf\ i}} Z_i^k \right] + P_{min\ p_i, tp} \cdot \left[\sum_{k=t+1}^{t+T_{dpf\ i}} Z_i^k \right] \leq P_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.85)$$

$$P_{max,i} \cdot \left[E_i^t - \sum_{k=t+1}^{t+T_{dpf\ i}} Z_i^k \right] + P_{min\ p_{i,tp}} \cdot \left[\sum_{k=t+1}^{t+T_{dpf\ i}} Z_i^k \right] \geq P_i^t + RG_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (4.86)$$

Donde

Variables:

E_i^t : estado de operación de la unidad térmica i en la hora t

Z_i^t : estado de la unidad térmica i que recibe orden de detención en la hora t

RG_i^t : reserva en giro disponible de la unidad i para la hora t

Parámetros

$P_{min\ i}^t$: potencia mínima técnica de la unidad termoeléctrica i en la hora t

$P_{max\ i}^t$: potencia máxima nominal de la unidad termoeléctrica i en la hora t En

$P_{min\ p_{i,tp}}$: potencia fija de detención de la unidad i para el escalón tp

$T_{dpesc\ i}$: cantidad de horas que la unidad i está obligada a generar $P_{min\ p_{i,tp}}$

la Figura 4.12 se presenta la detención de una unidad térmica a potencia fija.

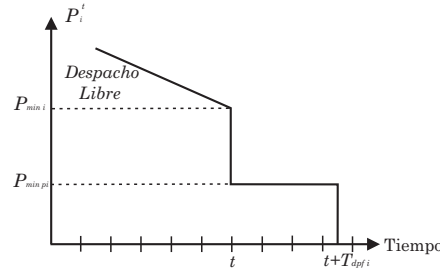


Figura 4.12: Detención de una unidad a potencia fija

XIX. Detención a potencia escalonada

A diferencia del caso anterior, también existen unidades térmicas de gran tamaño que al momento de recibir orden de detención deben cumplir con un perfil de salida hasta dejar de inyectar potencia al sistema. Si bien esto se podría realizar usando un mantenimiento, con lo cual se limita la generación de forma horaria, también es posible modelarlo con las siguientes restricciones

$$P_{min,i} \cdot \left[E_i^t - \sum_{k=t+1}^{t+T_{dpf\ i}} Z_i^k \right] + \sum_{k=1}^{T_{dpesc\ i}} P_{min\ p_{i,T_{dpesc\ i}-k+1}} \cdot Z_i^{t+k} \leq P_i^t \quad \forall t, \forall i$$

$$P_{max,i} \cdot \left[E_i^t - \sum_{k=t+1}^{t+T_{dpf\ i}} Z_i^k \right] + \sum_{k=1}^{T_{dpesc\ i}} P_{min\ p_{i,T_{dpesc\ i}-k+1}} \cdot Z_i^{t+k} \geq P_i^t + RG_i^t \quad \forall t, \forall i$$

Donde

Variables:

- E_i^t : estado de operación de la unidad térmica i en la hora t
- Z_i^t : estado de la unidad térmica i que recibe orden de detención en la hora t
- RG_i^t : reserva en giro disponible de la unidad i para la hora t

Parámetros

- $P_{min\ i}^t$: potencia mínima técnica de la unidad termoelectrica i en la hora t
 - $P_{max\ i}^t$: potencia máxima nominal de la unidad termoelectrica i en la hora t
 - $P_{min\ p_i, tp}$: potencia escalonada de detención de la unidad i para el escalón tp
 - $T_{dpesc\ i}$: cantidad de horas que la unidad i está obligada a generar $P_{min\ p_i, tp}$
- En la Figura 4.13 se presenta la detención de una unidad térmica a potencia escalonada.

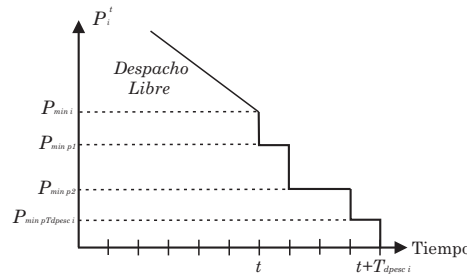


Figura 4.13: Detención de una unidad a potencia escalonada

XX. Energía mínima y máxima generable

Existen unidades térmicas que no pueden disponer de su potencia máxima para generar energía durante un período de tiempo, ya sea porque no tienen combustible suficiente, o porque deben respetar restricciones de emisión de contaminantes [67].

La restricción de energía máxima generable por una unidad, se obtiene sumando las potencias horarias generadas, y esta se puede expresar como :

$$\sum_{t=1}^{Nh} P_i^t \cdot h \leq E_{max,i} \quad \forall i \tag{4.87}$$

La restricción anterior también se podría utilizar para centrales hidráulicas tipo embalse, que deben generar como máximo una cantidad de energía y no disponen de señal de valor del agua, es decir, pequeños embalses. Si se requiere esta restricción, se debe tener cuidado en que la energía máxima generable por el embalse sea menor que el afluente neto, ya que en caso contrario este podría verter.

La restricción de energía mínima generable por una unidad estaría modelada por la siguiente restricción :

$$\sum_{t=1}^{Nh} P_i^t \cdot h \geq E_{min,i} \quad \forall i \tag{4.88}$$

Si se requiere una energía mínima para una central de embalse, se debe verificar que este tiene cota y afluente suficiente para generar lo solicitado. Si no es así el embalse utilizaría el caudal de déficit, lo que provocaría una solución no aplicable en la realidad.

VARIABLES:

P_i^t : potencia suministrada por la unidad i en la hora t

PARÁMETROS

$E_{min,i}$: energía mínima generable por la unidad i

$E_{max,i}$: energía máxima generable por la unidad i

h : número de horas para calcular la potencia media generada.
En general $h=1$ hora

Nh : número de horas consideradas para generar $E_{max,i}$ o $E_{min,i}$

XXI. Encendido simultáneo de unidades térmicas

Dentro del sistema eléctrico existen unidades, generalmente del tipo térmicas, que pertenecen a una misma central, y que no pueden partir de manera simultánea, ante una solicitud de puesta en servicio. Por ejemplo las unidades de tipo ciclo combinado, están compuestas por unidades a gas natural y a vapor. Para cada unidad se definen las configuraciones posibles de acuerdo a sus características de operación. Una representación adecuada utilizando las variables binarias previamente definidas puede estar dada de acuerdo a :

$$\sum_{k=t}^{t+TUPS_S-1} \sum_{s=1}^S Y_{f(s)}^k \leq 1 \quad \forall t \in \{1, \dots, T - TUPS_S + 1\} \quad (4.89)$$

y

$$\sum_{k=t}^T \sum_{s=1}^S Y_{f(s)}^k \leq 1 \quad \forall t \in \{T - TUPS_S + 2, \dots, T\} \quad (4.90)$$

Donde $s \in S$, corresponde a un conjunto S de unidades que no pueden partir de manera simultánea durante $TUPS_S$ horas. $f(s)$ es una función que entrega el índice o número asociado a una unidad respectiva, también podría ser el nombre.

Si $S = \{1, 2\}$, $f(1)$ corresponde al índice o número asociado a la primera unidad del conjunto S , y $f(2)$ corresponde al índice o número asociado a la segunda unidad del conjunto S .

XXII. Reserva en giro para unidades térmicas

Las unidades que entregan reserva en giro, deben modificar sus restricciones de generación, de manera que la variable de reserva disponible quede incorporada a ellas. Las restricciones sobre el límite generable para cada unidad puede escribirse como :

$$P_i^t + RG_i^t \leq P_{max\ i} \cdot E_i^t \quad \forall i \in I \subseteq \{1, 2, \dots, N_{CRGT}\} \quad \forall t \quad (4.91)$$

$$P_{min\ i} \cdot E_i^t \leq P_i^t \quad \forall i \quad \forall t \quad (4.92)$$

Además, cada unidad debe cumplir con los límites de reserva definidos para ella :

$$RG_{min\ i} \leq RG_i^t \leq RG_{max\ i} \quad \forall i \quad \forall t \quad (4.93)$$

Parámetros:

- N_{CRGT} : número de unidades térmicas que tengan reserva en giro
 $RG_{min\ i}$: limite de reserva inferior para la unidad i
 $RG_{max\ i}$: limite de reserva superior para la unidad i

NOTA: Para el caso de energías renovables no convencionales (ERNC) como por ejemplo parques eólicos, parques fotovoltaicos, etc. Estos pueden ser modelados como unidades o centrales térmicas, de tal forma de incorporar perfiles de generación horarios, considerar sus mantenimientos, etc. La herramienta considera la opción de ingresar un perfil horario de generación para este tipo de unidades.

2.3. Restricciones de las Unidades Hidroeléctricas

Los sistemas hidrotérmicos deben considerar una gran cantidad de restricciones de operación. Además de las restricciones correspondientes a las unidades termoeléctricas, se deben incluir las restricciones propias de las unidades hidroeléctricas. Las unidades hidroeléctricas disponibles en el SIC se pueden subdividir, de acuerdo a criterios de modelación, en embalses, series y pasadas.

Para la modelación propuesta todos los caudales representan el flujo promedio en una hora.

I. Centrales hidroeléctricas tipo embalse

Las centrales hidroeléctricas del tipo embalse son aquellas que tienen la capacidad de almacenar agua. Es por ello que para la formulación del modelo este tipo de centrales tienen capacidad de regulación. En la Figura 4.14 se presenta un embalse con 1 unidad generadora.

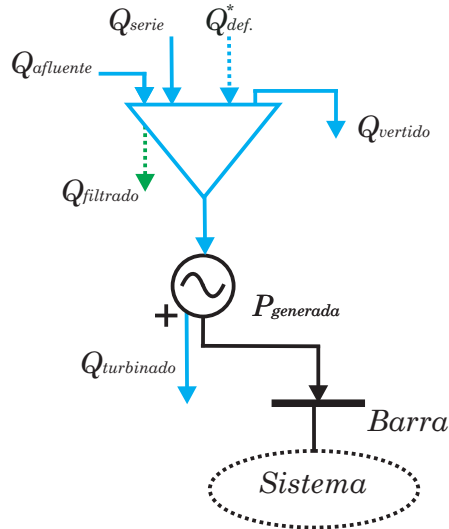


Figura 4.14: Representación de un Embalse con 1 unidad generadora

Dinámica hidráulica propia de cada embalse

La dinámica hidráulica propia de cada embalse se puede representar de forma general como :

$$Vol_j^t = Vol_j^{t-1} + 3,6 \cdot (q_{ser}^t_j + q_{def}^t_j - q_{gen}^t_j - q_{ver}^t_j + q_{aflu}^t_j) \quad \forall j \in \{1, \dots, N_{CH,E}\}, \forall t \quad (4.94)$$

Cabe señalar que en la ecuación (4.94) no se considera la evaporación del embalse en la hora t , ya que en los embalses del SIC es despreciable. Si el embalse tiene una filtración significativa no es necesario definir una variable filtración nueva, ya que esta se puede modelar como una central serie que se encuentra aguas abajo de dicho embalse con una generación mínima horaria. Si el embalse tiene más de 1 unidad generadora, se debe considerar tanto en la ecuación 4.94 como en su respectivo punto de inyección con el fin de satisfacer la ecuación de demanda en dicha barra.

Capacidad de los embalses

Las centrales hidroeléctricas de tipo embalse no pueden operar para un volumen demasiado bajo. Además, resulta conveniente respetar el volumen máximo con el fin de evitar el desperdicio del agua a través de vertimiento. Por lo tanto se debe tener presente que el volumen del embalse debe permanecer entre sus límites mínimo y máximo en todo momento.

$$Vol_{min\ j} \leq Vol_j^t \leq Vol_{max\ j} \quad \forall j \in 1, \dots, N_{CH,E}, \forall t \quad (4.95)$$

Límites para el caudal de turbinamiento de la central tipo embalse

Para el caudal de generación se deben respetar los límites mínimo y máximo de la turbina asociada.

$$q_{gen\ min\ j} \leq q_{gen\ j}^t \leq q_{gen\ max\ j} \quad \forall j \quad \forall t \quad (4.96)$$

Límites para el caudal asociado a vertimiento

Para el vertimiento asociado a un embalse se deben considerar los límites mínimo y máximo permitidos.

$$q_{ver\ min\ j} \leq q_{ver\ j}^t \leq q_{ver\ max\ j} \quad \forall j \quad \forall t \quad (4.97)$$

Se define un parámetro para el vertimiento mínimo, ya que una posibilidad de representar las filtraciones de un embalse puede ser mediante este parámetro.

Caudal de déficit

Con el fin de cumplir con la dinámica hidráulica propia de cada embalse es necesario utilizar un caudal afluente ficticio para cuando el afluente del embalse no es suficiente. El costo asociado a esta variable en la función objetivo debe ser muy alto. En otras palabras, esta variable tiene por objetivo hacer factible el problema en condiciones hidrológicas secas. De esta manera, el modelo debería decidir utilizar la central de falla, antes de utilizar el caudal de déficit para abastecer el sistema, cuando sea escasa la generación. El coeficiente de costo asociado al caudal de déficit es de 7000 [US\$/m³/s]. La variable que representa el caudal de déficit solo se define como una variable continua y esta se muestra en la ecuación (4.98).

$$q_{def\ j}^t \geq 0 \quad \forall j \in 1, \dots, N_{CH,E}, \forall t \quad (4.98)$$

de las ecuaciones (4.94), (4.95), (4.96), (4.97) y (4.98) se desprende :

Variables:

- $q_{gen\ j}^t$: caudal asociado a la generación del embalse j en la hora t
- Vol_j^t : volumen de agua en el embalse j en la hora t .
- $q_{ver\ j}^t$: vertimiento en el embalse j en la hora t .
- $q_{def\ j}^t$: caudal de déficit del embalse j en la hora t .
- $q_{ser\ j}^t$: corresponde a los afluentes y vertimientos de todas las centrales aguas arriba de la unidad j

Parámetros:

$q_{aflu\ j}^t$: caudal afluente del embalse j en la hora t
$Vol_{min\ j}$: volumen mínimo del embalse j
$Vol_{max\ j}$: volumen máximo del embalse j
$q_{gen\ min\ j}$: caudal mínimo asociado a la generación del embalse j
$q_{gen\ max\ j}$: caudal máximo asociado a la generación del embalse j
$q_{ver\ min\ j}$: vertimiento mínimo en el embalse j
$q_{ver\ max\ j}$: vertimiento máximo en el embalse j
$N_{CH,E}$: número total de embalses

Las variables de decisión $q_{gen\ j}^t$ y $q_{ver\ j}^t$ para todas las unidades hidroeléctricas del tipo embalse no tienen coeficiente en la ecuación de la función objetivo (4.1). En la práctica a veces se considera un costo de valor pequeño para el $q_{ver\ j}^t$, de manera que los embalses no decidan verter para entregar afluente a centrales ubicadas aguas abajo. Esto también en teoría evitaría que los embalses viertan más de lo necesario en condiciones de valor de agua nulo. Sin embargo esto podría generar pérdidas no físicas.

II. Centrales hidroeléctricas tipo serie

Las unidades hidroeléctricas del tipo serie corresponden a aquellas unidades que no cuentan con volumen de regulación, pero además de afluentes naturales, reciben el agua generada o turbinada por otras centrales. Este tipo de modelo es muy útil para representar aducciones a centrales y restricciones de riego. En dicho caso se les asigna una barra de conexión con índice 0, de tal forma de que no afecte en la ecuación de balance de demanda. En la Figura 4.15 se presenta una central tipo serie.

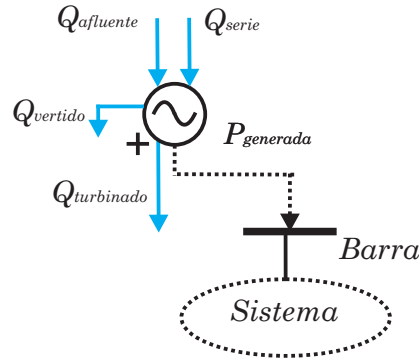


Figura 4.15: Representación de una central tipo Serie con 1 unidad generadora

Ecuación de equilibrio central tipo serie

La ecuación de equilibrio de una central tipo serie corresponde a :

$$q_{gen\ j}^t - q_{ser\ j}^t + q_{ver\ j}^t = q_{aflu\ j}^t \quad \forall j \in 1, \dots, N_{CH,S}, \forall t \quad (4.99)$$

Límites para caudal de turbinamiento de la central tipo serie

Para el caudal de generación se deben respetar los límites mínimo y máximo definidos para la central tipo serie.

$$q_{gen\ min\ j} \leq q_{gen\ j}^t \leq q_{gen\ max\ j} \quad \forall j \quad \forall t \quad (4.100)$$

de las ecuaciones (4.99) y (4.100) se desprende :

Variables:

- $q_{aflu\ j}^t$: caudal afluente de la central tipo serie j en la hora t
- $q_{gen\ j}^t$: caudal asociado a la generación de la central tipo serie j en la hora t
- $q_{ver\ j}^t$: vertimiento en la central tipo serie j en la hora t
- $q_{ser\ j}^t$: corresponde a los afluentes y vertimientos de todas las centrales aguas arriba de la unidad j

Parámetros:

- $q_{gen\ min\ j}$: caudal mínimo asociado a la generación de la central tipo serie j
- $q_{gen\ max\ j}$: caudal máximo asociado a la generación de la central tipo serie j
- $N_{CH,S}$: número total de centrales hidráulicas tipo Serie

III. Centrales hidroeléctricas de pasada

Las centrales de pasada en general turbinan el afluente natural que reciben. Cuando este sobrepasa el caudal máximo de dicha central, esta comienza a verter. La modelación considerada para este tipo de central no considera centrales aguas arriba. En la Figura 4.16 se presenta una central de pasada.

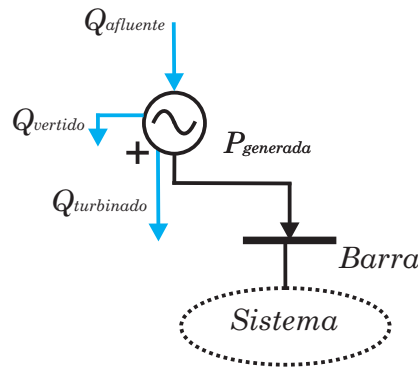


Figura 4.16: Representación de una central tipo Pasada con 1 unidad generadora

En algunos casos, al igual que las centrales tipo embalse, estas centrales tienen capacidad de regulación, ya que tienen pequeños estanques con el fin de generar en las horas punta. En estos casos, conviene modelarlas con una ecuación de tipo embalse.

Ecuación de equilibrio central de pasada

La ecuación de equilibrio de una central de pasada corresponde a :

$$q_{gen\ j}^t + q_{ver\ j}^t = q_{aflu\ j}^t \quad \forall j \in 1, \dots, N_{CH,P}, \forall t \quad (4.101)$$

Límites para caudal de turbinamiento de la central de pasada

Para el caudal de generación se deben respetar los límites mínimo y máximo definidos para la central de pasada.

$$q_{gen\ min\ j} \leq q_{gen\ j}^t \leq q_{gen\ max\ j} \quad \forall j \quad \forall t \quad (4.102)$$

de las ecuaciones (4.101) y (4.102) se desprende :

Variabes:

- $q_{gen\ j}^t$: caudal asociado a la generación de la central de pasada j en la hora t
 $q_{ver\ j}^t$: vertimiento en la central de pasada j en la hora t

Parámetros:

- $q_{aflu\ j}^t$: caudal afluente de la central de pasada j en la hora t
 $q_{gen\ min\ j}$: caudal mínimo asociado a la generación de la central de pasada j
 $q_{gen\ max\ j}$: caudal máximo asociado a la generación de la central de pasada j
 $N_{CH,P}$: número total de centrales hidráulicas de Pasada

IV. Ecuación de balance caudal serie para unidades hidroeléctricas

Además de las ecuaciones consideradas para las unidades hidroeléctricas de tipo embalse y serie, es importante definir de forma explícita el valor de $q_{ser\ j}^t$. La variable $q_{ser\ j}^t$ corresponde a la suma de todos los caudales turbinados y/o caudales vertidos del conjunto de centrales hidráulicas ubicadas aguas arriba de la unidad hidráulica j . Lo anterior se puede representar utilizando la ecuación (4.103).

$$q_{ser\ j}^t = \sum_{k=1}^{N_{CH_{AR-gen-j}}} q_{gen\ k}^{t-rg_k} + \sum_{k=1}^{N_{CH_{AR-ver-j}}} q_{ver\ k}^{t-rv_k} \quad \forall j, \quad \forall t \quad \forall k \neq j \quad (4.103)$$

Donde

Variabes:

- $q_{gen\ k}^t$: caudal asociado a la generación de la unidad k en la hora t
 $q_{ver\ k}^t$: vertimiento en la central hidráulica k en la hora t
 $q_{ser\ j}^t$: corresponde a los afluentes y vertimientos de todas las centrales aguas arriba de la unidad j

Parámetros:

- $N_{CH_{AR-gen-j}}$: número total de centrales hidráulicas aguas arriba que generan a la central j
 $N_{CH_{AR-ver-j}}$: número total de centrales hidráulicas aguas arriba que vierten a la central j
 rg_k : cantidad de horas de retardo para el viaje del agua generada entre centrales hidráulicas en serie. Si no existe retardo $rg_k = 0$.
 rv_k : cantidad de horas de retardo para el viaje del agua vertida entre centrales hidráulicas en serie. Si no existe retardo $rv_k = 0$

V. Potencia de una unidad hidroeléctrica

La potencia generada por una unidad hidroeléctrica, se puede calcular según

$$Ph_j^t = \eta_j \cdot q_{gen\ j}^t \quad \forall j \quad \forall t \quad (4.104)$$

Donde

Variables:

$q_{gen\ k}^t$: caudal asociado a la generación de la unidad k en la hora t
 $Ph_{j,n}^t$: potencia suministrada por la unidad hidráulica j en la hora t

Parámetros

η_j : rendimiento de la central hidráulica j

Para el largo plazo en general el rendimiento es función de la cota del embalse y del caudal generado. En este caso el rendimiento η_j se considerará constante, para todos los tipos de centrales hidráulicas. Este supuesto se justifica en centrales de tipo embalse, debido al pequeño horizonte de planificación que se considera en la programación de corto plazo. Es así que dentro de un día o una semana, las variaciones de volúmenes de los embalses más grandes del sistema no son relevantes. Actualmente en el SIC para el PCP (programación semanal), el rendimiento se calcula en función del valor promedio del volumen final entregado por el PLP y el volumen inicial de cada embalse. Para casos de programación diaria el rendimiento a considerar para el periodo se calcula a partir del volumen inicial.

VI. Potencia máxima nominal

Las unidades hidráulicas al igual que la unidades térmicas tienen una limitación máxima en la potencia que son capaces de generar, esta se denomina como potencia máxima nominal. Dicha limitación se debe a características de diseño. La potencia máxima nominal de una central puede variar debido a que en determinadas horas algunas de sus unidades se encuentre en mantenimiento o simplemente por seguridad deben generar como máximo un cierto porcentaje menor que el real. La restricción asociada a la potencia máxima nominal corresponde a :

$$Ph_j^t \leq Ph_{max\ j} \cdot E_j^t \quad (4.105)$$

Donde

Variables:

E_j^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad hidroeléctrica j en la hora t
 Ph_j^t : potencia generada por la unidad hidroeléctrica j en la hora t

Parámetros:

$Ph_{max\ j}$: potencia máxima técnica de la unidad hidroeléctrica j

VII. Potencia a mínimo técnico

Las unidades hidroeléctricas también cuentan con una limitación mínima sobre su potencia de salida. Esta potencia mínima, es conocida también como mínimo técnico. Al tener en cuenta que si la unidad hidroeléctrica está fuera de servicio, su potencia de salida es 0 (menor que $Ph_{min\ j}$). La restricción asociada a potencia a mínimo técnico corresponde a :

$$Ph_j^t \geq Ph_{min\ j} \cdot E_j^t \quad (4.106)$$

Donde

Variables:

E_j^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad hidroeléctrica j en la hora t
 Ph_j^t : potencia generada por la unidad hidroeléctrica j en la hora t

Parámetros:

$Ph_{min j}$: potencia mínima técnica de la unidad hidroeléctrica j

Al igual que en el caso de unidades térmicas las restricciones de potencia máxima nominal y Potencia a mínimo técnico obligan a la unidad en servicio, a generar entre ambos límites de potencia. Las consideraciones adicionales que se pueden tener en cuenta son las mismas que para las unidades térmicas.

VIII. Potencia discontinua de una unidad hidráulica

A veces la unidades hidráulicas de una central tipo embalse, presentan vibraciones para cierto nivel de potencia, por lo que tiene zonas restrictivas de generación. Para esta condición se debe considerar una formulación similar a la propuesta en la sección II de las restricciones para unidades térmicas (ver sección 2.2).

Donde la potencia generada por la unidad hidráulica j en la hora t corresponde a :

$$Ph_j^t = \sum_{k=1}^{M_j+1} \left[lh_{i,k}^t \cdot Ph_{j,k-1}^{sup} + Ph_{j,k}^t \right] \quad (4.107)$$

$$Ph_{j,k}^t \geq 0 \quad \forall k = 1, \dots, M_j + 1 \forall j \in N_{CH}, \forall t \in T \quad (4.108)$$

$$Ph_{j,k}^t \leq (Ph_{j,k}^{inf} - Ph_{j,k-1}^{sup}) \cdot lh_{j,k}^t \quad \forall k = 1, \dots, M_j + 1 \forall j \in N_{CH}, \forall t \in T \quad (4.109)$$

$$\sum_{k=1}^{M_j+1} lh_{j,k}^t \leq Eh_j^t \quad \forall j \in N_{CH}, \forall t \in T \quad (4.110)$$

$$lh_{i,k}^t \in \{0, 1\} \quad \forall k = 1, \dots, M_i + 1, \forall i \in N_{CH}, \forall t \in T \quad (4.111)$$

Donde

Variables:

Ph_i^t : potencia neta generada por la unidad i para la hora t
 $Ph_{i,k}^t$: potencia neta generada por la unidad i en el tramo de potencia k para la hora t
 Eh_i^t : variable binaria, indica el estado de la unidad hidráulica i (En servicio o fuera de servicio)
 $lh_{i,k}^t$: variable binaria, que indica si el tramo de potencia k para la unidad i está habilitado en la hora t
 (esta habilitado el tramo = 1, no esta habilitado el tramo = 0)

Parámetros:

- $P_{i,k}^{sup}$: potencia máxima generada por la unidad i en el tramo de potencia k
 $P_{i,k}^{inf}$: potencia mínima generada por la unidad i en el tramo de potencia k
 M_i : número de tramos restrictivos de operación
(cantidad de tramos en que no puede generar la unidad)
 $Ph_{min\ i}^t$: potencia de mínima técnico de la unidad hidroeléctrica i en la hora t
 $Ph_{max\ i}^t$: potencia máxima nominal de la unidad hidroeléctrica i en la hora t

IX. Rampas de aumento y disminución

En general las unidades hidráulicas alcanzan una potencia igual o superior al mínimo técnico bastante rápido en comparación a unidades térmicas que utilizan carbón, es por ello que las rampas de arranque y de detención pueden ser despreciadas. Sin embargo muchas unidades de centrales tipo embalse, para ciertos niveles de cota, requieren respetar las rampas de aumento y disminución mientras se encuentren en servicio.

Rampa de aumento (o subida) de carga

La rampa máxima de aumento corresponde a la máxima potencia que una unidad hidráulica puede aumentar su generación en dos horas consecutivas.

Sin mínimo técnico

$$Ph_j^t - P_j^{t-1} \leq RSMh_j \quad \forall j \in N_{CH}, \forall t \in T \quad (4.112)$$

Con mínimo técnico

$$Ph_j^t - P_j^{t-1} \leq RSMh_j \cdot Eh_j^t + P_{min\ j} \cdot Yh_j^t \quad \forall j \in N_{CH}, \forall t \in T \quad (4.113)$$

Donde

VARIABLES:

- Zh_j^t : variable binaria, indica el estado de la unidad hidráulica j que es sacada de servicio en la hora t
 Ph_j^t : potencia generada por la unidad j en la hora t

Parámetros:

- $RSMh_j$: rampa máxima de aumento de la unidad j

Rampa de disminución (o bajada) de carga

La rampa máxima de disminución corresponde a la máxima potencia que una unidad hidráulica puede disminuir su generación en dos horas consecutivas. La restricción de rampa de disminución con mínimo técnico supone que la unidad que es retirada del servicio, puede disminuir su generación en un monto igual a la rampa de disminución más la potencia mínima.

Sin mínimo técnico

$$Ph_j^{t-1} - P_j^t \leq RBMh_j \quad \forall j \in N_{CH}, \forall t \in T \quad (4.114)$$

Con mínimo técnico

$$Ph_j^{t-1} - P_j^t \leq RBMh_i \cdot Eh_i^{t-1} + P_{min\ i} \cdot Zh_i^t \quad \forall i \in N_{CH}, \forall t \in T \quad (4.115)$$

Donde

VARIABLES:

Yh_i^t : variable binaria, indica el estado de la unidad hidráulica j que es puesta en servicio en la hora t

Ph_i^t : potencia generada por la unidad j en la hora t

PARÁMETROS:

$RBMh_j$: rampa máxima de disminución de la unidad j

$P_{max j}$: potencia máxima nominal de la unidad j

NOTA: para unidades que se encuentren en servicio al inicio del periodo de programación ($t = 1$) se debe sustituir Ph_i^{t-1} por la generación inicial Ph_i^0 .

X. Reserva en giro para unidades hidráulicas

Al igual que para el caso de unidades térmicas, las unidades hidráulicas que entregan reserva en giro deben modificar sus restricciones de generación de manera que la variable de reserva disponible quede incorporada a ellas. Las restricciones sobre el límite generable para cada unidad puede escribirse como :

$$Ph_j^t + RGh_j^t \leq Ph_{max j} \cdot Eh_j^t \quad \forall j \in I \subseteq \{1, 2, \dots, N_{CRGH}\} \quad \forall t \quad (4.116)$$

$$Ph_{min j} \cdot Eh_j^t \leq Ph_j^t \quad \forall j \quad \forall t \quad (4.117)$$

Además, cada unidad debe cumplir con los límites de reserva definidos para ella :

$$RGh_{min j} \leq RGh_j^t \leq RGh_{max j} \quad \forall j \quad \forall t \quad (4.118)$$

PARÁMETROS:

N_{CRGH} : número de unidades hidráulicas que provean reserva en giro

$RGh_{min j}$: límite de reserva inferior para la unidad j

$RGh_{max j}$: límite de reserva superior para la unidad j

XI. Restricciones adicionales

Si bien la mayor cantidad de restricciones se modela para centrales térmicas, muchas de ellas pueden ser utilizadas para las unidades hidráulicas, como por ejemplo, restricción de energía máxima y mínima generable, tiempo de estabilización si es que existen unidades que por restricciones de riego requieran permanecer con carga estable por un mínimo de horas, etc. Si bien no han sido incorporadas en esta sección, la herramienta permite de forma flexible incorporar dichas restricciones o incluso nuevas restricciones según sea el caso en particular requerido.

2.4. Restricciones de Operación del Sistema

I. Restricción de balance de demanda y central de falla

Como la herramienta permite analizar casos uninodal y multinodal, la restricción de balance de demanda se debe cumplir en cada barra. Desde el punto de vista del modelo matemático en cada barra n se considera una central de falla, esto permite obtener el valor de la potencia no servida en la barra n .

$$\sum_{i=1}^{N_{CT}} P_{i,n}^t + \sum_{j=1}^{N_{CH}} Ph_{j,n}^t - \sum_{jk \in L} F_{jk}^t + Pf_n^t = Dem_n^t + Perd_n^t \quad \forall t, \forall n \quad (4.119)$$

donde

Variabes:

- $Ph_{j,n}^t$: potencia suministrada por la unidad hidráulica j en la hora t en la barra n
- $P_{i,n}^t$: potencia suministrada por la unidad térmica i en la hora t en la barra n
- F_{jk}^t : flujo de potencia saliendo desde la barra n en la hora t .
 \forall línea $jk \in L$, conjunto de líneas conectadas a la barra n
- Pf_n^t : central cuya generación equivale a la potencia no abastecida en la barra n en la hora t (central de falla)
- $Perd_n^t$: pérdidas totales estimadas para la barra n en la hora t

Parámetros:

- Dem_n^t : demanda total predicha para el sistema en el periodo t en la barra n

Es importante señalar que la potencia aportada por la central de falla Pf_n^t en la barra n , debe ser menor o igual que la demanda requerida en dicha barra. Es decir :

$$Pf_n^t \leq Dem_n^t \quad (4.120)$$

II. Requerimiento de reserva en giro del sistema

Una restricción de operación muy importante que incorpora a aquellas unidades que aportan reserva en giro, ya sean térmicas o hidroeléctricas, para cada hora del período de planificación es la restricción de requerimiento de reserva en giro. Por definición, el requerimiento de reserva en giro es la potencia que el sistema debe ser capaz de entregar de forma rápida en caso de que ocurra una falla importante como lo podría ser la desconexión intempestiva de alguna central de gran tamaño. En otras palabras, el requerimiento de reserva en giro viene a ser un margen de seguridad sobre la demanda para asegurar que se satisfaga la demanda total del sistema ante la salida forzada de alguna unidad.

En general la restricción de reserva en giro tradicional ha sido modelada utilizando la ecuación (4.133).

$$\sum_{i=1}^{N_{CRG}} P_{i \max} \cdot E_i^t \geq RRG^t + Dem_{total}^t \quad (4.121)$$

VARIABLES:

E_i^t : variable binaria que indica el estado de operación de la unidad i en la hora t

PARÁMETROS:

RRG^t : requerimiento de reserva en giro en la hora t

N_{CRG} : número de centrales para reserva en giro

$P_{i\ max}$: potencia máxima de la unidad térmica i

Dem_{total}^t : demanda total del sistema en la hora t

La reserva en giro disponible se define como la suma de las reservas en giro aportadas por cada unidad, ya sea térmica o hidráulica. Dicha reserva debe ser mayor o igual a la reserva requerida por el sistema, por lo que cada hora se debe cumplir :

$$RGD^t \geq RRG^t \quad \forall t \quad (4.122)$$

con

$$RGD^t = \sum_{i=1}^{N_{CRG}} RG_i^t \quad \forall t \quad (4.123)$$

Donde

VARIABLES:

RG_i^t : reserva en giro disponible de la unidad i en la hora t

RGD^t : reserva en giro disponible en la hora t

PARÁMETROS:

RRG^t : requerimiento de reserva en giro para la hora t

N_{CRG} : número de centrales que entregan reserva en giro

Formulación 1: Requerimiento de reserva porcentual de la demanda total

Un criterio muy común utilizado para definir el valor de requerimiento de reserva en giro para cada hora t del horizonte de planificación y que asegure confiabilidad en el sistema, consiste en elegir un porcentaje de la demanda total horaria [106]. Esto se puede representar como :

$$RGD^t \geq Dem_{total}^t \cdot \alpha \quad \forall t \quad (4.124)$$

donde

PARÁMETROS:

α : porcentaje de la demanda horaria

Dem_{total}^t : demanda total del sistema en la hora t

Formulación 2: Requerimiento de reserva de valor constante

En ocasiones es preferible definir un nivel de reserva fijo, valor arbitrario, para todas las horas del horizonte de planificación. Generalmente, este valor es igual a la potencia de la mayor unidad despachada [67].

$$RGD^t \geq R_{fijo} \quad \forall t \quad (4.125)$$

donde

PARÁMETROS:

R_{fijo} : nivel de reserva constante para todas las horas del horizonte de planificación

Formulación 3: Requerimiento de reserva aplicada al SIC

En el SIC la reserva en giro se considera solo en la programación diaria y para una hora específica corresponde a la máxima potencia generada del conjunto de unidades que se encuentra operativa en dicha hora. Esto se puede modelar como un conjunto de restricciones lineales de la forma

$$\sum_{i=1, i \neq k}^{N_{CRG}} RG_i^t \geq P_k^t \quad \forall t, \forall k \in N_{total, RG} \quad (4.126)$$

Donde

Variables:

RG_i^t : reserva en giro disponible de la unidad i en la hora t

P_k^t : potencia generada de la unidad termoeléctrica o hidroeléctrica k en la hora t

Parámetros:

$N_{total, RG}$: conjunto total de unidades consideradas para entregar reserva en giro

Del conjunto de unidades que aportan reserva en giro se debe sacar la unidad k , debido a que se simplifica de la ecuación (4.126) su variable de reserva en giro.

Claramente para un horizonte de planificación de 1 semana y un gran número unidades consideradas en $N_{total, RG}$, no resulta conveniente la modelación anterior ya que se formula un problema más restrictivo.

Formulación 4: Alternativa

A modo de complementar la formulación (4.126) si se tiene un conjunto de unidades que entregan reserva en giro se puede establecer para cada hora que el requerimiento de reserva para el sistema sea el máximo valor entre la potencia generada del conjunto de unidades que se encuentren disponibles y un valor constante de reserva, esta formulación se propone para los casos en que unidades de gran capacidad de generación tienen mantenimientos programados dentro de un horizonte de planificación.

$$RGD^t = \sum_{i=1, i \neq k}^{N_{CRG}} RG_i^t \geq \max\{P_1^t, P_2^t, \dots, P_k^t, R_{fijo}\} \quad \forall t, \forall k \in N_{total, RG} \quad (4.127)$$

Donde

Parámetros:

P_k^t : potencia generada de la unidad termoeléctrica o hidroeléctrica k en la hora t

$N_{total, RG}$: conjunto total de unidades consideradas para entregar reserva en giro

R_{fijo} : nivel de reserva fijo para todas las horas del horizonte de planificación

Lo anterior se puede modelar como el conjunto de restricciones presentado en (4.125) y además incorporar el conjunto de restricciones (4.126). De esta forma para cada hora se tiene un valor de reserva mínimo que se debe cumplir (valor constante), el cual puede ser superado si una de las unidades consideradas genera una potencia mayor que dicho valor.

Formulación 5: Potencia máxima disponible de unidades térmicas con rampas

La restricción tradicional (4.133) y las restricciones anteriores que incorporan la variable de reserva disponible solo consideran la diferencia que existe entre la potencia producida y la potencia máxima nominal (horaria si se consideran mantenimientos), siendo una contribución a la reserva en giro que es siempre mayor o igual de la que realmente existe. En el caso de unidades térmicas su contribución a la reserva en giro corresponde a la diferencia entre la potencia producida y la potencia máxima disponible limitada por las rampas. Una formulación propuesta por Arroyo [66], es muy útil al momento de incorporar una nueva variable definida como la potencia máxima disponible. Considerando la existencia de rampas de arranque, de parada, de subida y de bajada para una unidad térmica, la potencia máxima disponible se puede definir como :

$$P_{i \max \text{ disp}}^t \leq P_{i \max} \cdot (E_i^t - Z_i^{t+1}) + Z_i^{t+1} \cdot RPM_i \quad t = 1, \dots, T - 1, \forall i \in N_{total, RG} \quad (4.128)$$

$$P_{i \max \text{ disp}}^T \leq P_{i \max} \cdot E_i^T \quad \forall i \in N_{total, RG} \quad (4.129)$$

$$P_{i \max \text{ disp}}^t - P^{t-1} \leq RSM_i \cdot E_j^{t-1} + RAM_i \cdot Y_i^t \quad \forall t, \forall i \in N_{total, RG} \quad (4.130)$$

$$P_{i \max \text{ disp}}^t \geq 0 \quad \forall t, \forall i \in N_{total, RG} \quad (4.131)$$

La nueva variable $P_{i \max \text{ disp}}^t$ tiene los estados de operación en la hora actual, en la hora anterior y en la hora siguiente. Si la unidad i se encuentra fuera de servicio en la hora t , es decir $E_j^t = 0$, la potencia de salida máxima disponible es cero, lo cual se obtiene con las restricciones (4.128), (4.129) y (4.131). Por otro lado si la unidad i se encuentra en servicio en la hora t , es decir $E_j^t = 1$, la potencia máxima disponible debe ser :

1. Menor o igual que la potencia máxima nominal, $P_{i \max}$.
2. Menor o igual que la potencia de generación de la hora anterior más la rampa de subida.
3. Menor o igual que la rampa de arranque en el caso de que la unidad ha recibido orden de encendido al inicio de la hora t .
4. Menor o igual que la rampa de parada en el caso de que la unidad ha recibido orden de detención al inicio de la hora $t + 1$.

Finalmente, solo hay que modificar la restricción (4.91) con el fin de cambiar $P_{\max i} \cdot E_i^t$ por $P_{i \max \text{ disp}}^t$. De esta manera se tendrá

$$P_i^t \leq P_{i \max \text{ disp}}^t \quad (4.132)$$

Con esta nueva variable la formulación tradicional se puede redefinir como :

$$\sum_{i=1}^{N_{CRG}} (P_{i \max \text{ disp}}^t - P_i^t) \geq RRG^t \quad (4.133)$$

VARIABLES:

- $P_i^{t \max \text{ disp}}$: potencia máxima disponible de la unidad i en la hora t
- E_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que se encuentra en servicio en la hora t
- Z_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es sacada de servicio en la hora t
- Y_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio en la hora t

PARÁMETROS:

- RRG^t : requerimiento de reserva en giro en la hora t
- N_{CRG} : número de centrales para reserva en giro
- Dem_{total}^t : demanda total del sistema en la hora t
- RPM_i : rampa máxima de parada de la unidad i
- RAM_i : rampa máxima de arranque de la unidad i
- RSM_i : rampa máxima de subida de la unidad i

2.5. Restricciones de Transmisión

I. Flujo de potencia DC

Para representar el sistema de transmisión en el modelo propuesto se utilizará la metodología conocida como flujo DC, la cual consiste en determinar los flujos de potencia activa por las líneas de transmisión bajo la suposición de un sistema que se encuentra en condiciones normales de operación. En otras palabras la tensión en cada barra tiene un valor cercano a su valor nominal (aproximadamente 1 en por unidad). Además se desprecian la conductancia y susceptancia paralelas en cada línea, y la impedancia serie de cada línea queda representada solo por la reactancia inductiva propia asociada, con lo cual se desprecian las pérdidas. Además se asume un ángulo de tensión pequeño de tal forma que $\sin(\theta) \approx \theta$

El cálculo del flujo en por unidad se puede aproximar utilizando la ecuación (4.134).

$$(F_{jk}^t) = \frac{\theta_j^t - \theta_k^t}{(X_{jk})} = (B_{jk}) \cdot [\theta_j^t - \theta_k^t] \quad \forall jk \in l \quad (4.134)$$

con

$$-F_{kj \max} \leq F_{jk}^t \leq F_{jk \max} \quad \forall jk \in l \quad (4.135)$$

donde

Variables:

- (F_{jk}^t) : flujo de potencia desde la barra j a la barra k [pu]
- θ_j^t : ángulo de la tensión en la barra j [rad]
- θ_k^t : ángulo de la tensión en la barra k [rad]

Parámetros:

- (X_{jk}) : reactancia serie de la línea jk [pu]
- (B_{jk}) : susceptancia serie de la línea jk [pu]
- $F_{jk \max}$: máximo flujo de potencia desde la barra j a la barra k para la línea jk
- l : conjunto de líneas consideradas

Para pasar el flujo de la línea jk de [pu] a [MW] se utiliza la potencia base :

$$(F_{jk}^t) \cdot S_{base} = F_{jk}^t \quad \text{en el SIC} \quad S_{base} = 100 \text{ MVA} \quad (4.136)$$

II. Pérdidas en las Líneas

Para considerar las pérdidas independiente de la abstracción de la resistencia de la línea, se considera que el flujo que circula en cada línea produce pérdidas que son incluidas en el balance de demanda de cada barra (4.119). En esta herramienta se incluyen dos formas de modelar el flujo que circula por las líneas de transmisión y las pérdidas asociadas a este. Dichos modelos fueron propuestos en [67].

Formulación 1: Flujo seccionado en tramos

Esta representación es similar a la utilizada por los modelos PCP y PLP. La principal diferencia es que este incorpora modificaciones en las restricciones de los flujos por las líneas.

Se considera dividir el flujo de potencia que circula por una línea, en pequeños tramos de transmisión. La división del flujo se realiza para lograr linealizar la función de pérdidas, y así incluirla en un modelo lineal.

Si el flujo se divide en NT tramos, las pérdidas de la línea l en [MW], pueden representarse como :

$$PerL_l^t = \sum_{i=1}^{NT} (m_{jk.i}) \cdot F_{jk.i}^t + \sum_{i=1}^{NT} (m_{kj.i}) \cdot F_{kj.i}^t \quad \forall l \quad (4.137)$$

Las transferencias máximas por tramo se definen como :

$$(F_{jk.i.max}) = \frac{(F_{jk.max})}{NT} \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, NT\} \quad \forall jk \in l \quad (4.138)$$

$$(F_{kj.i.max}) = \frac{(F_{kj.max})}{NT} \cdot i \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, NT\} \quad \forall jk \in l \quad (4.139)$$

Los parámetros $(m_{jk.i})$ y $(m_{kj.i})$ corresponden a las pendientes de la función de pérdidas en cada tramo y en cada sentido de transmisión. Cada pendiente se calcula como :

$$(m_{jk.i}) = \frac{\left[\left((F_{jk.max}) \cdot \frac{i}{NT} \right)^2 - \left((F_{jk.max}) \cdot \frac{(i-1)}{NT} \right)^2 \right] \cdot (R_{jk})}{\frac{(F_{jk.max})}{NT}} \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, NT\}, \quad \forall l \quad (4.140)$$

$$(m_{kj.i}) = \frac{\left[\left((F_{kj.max}) \cdot \frac{i}{NT} \right)^2 - \left((F_{kj.max}) \cdot \frac{(i-1)}{NT} \right)^2 \right] \cdot (R_{kj})}{\frac{(F_{kj.max})}{NT}} \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, NT\}, \quad \forall l \quad (4.141)$$

El parámetro R_{jk} representa la resistencia de la línea de transmisión jk . Con lo definido anteriormente el flujo total en la línea se puede calcular ahora como :

$$F_{jk}^t = \sum_{i=1}^{NT} F_{jk.i}^t - \sum_{i=1}^{NT} F_{kj.i}^t \quad \forall jk \in l \quad (4.142)$$

Finalmente, utilizando esta forma la ecuación para satisfacer la demanda es reescrita como :

$$\sum_{i=1}^{N_{CT}} P_{i,n}^t + \sum_{j=1}^{N_{CH}} Ph_{j,n}^t - \sum_{jk \in L} F_{jk}^t - F_p \cdot \left[\sum_t^{NT} (m_{jk.i}) \cdot F_{jk.i}^t + \sum_t^{NT} (m_{kj.i}) \cdot F_{kj.i}^t \right] + Pf_n^t = Dem_n^t \quad \forall t \quad (4.143)$$

Donde, F_p es igual a 0,5 cuando las pérdidas producidas en una línea se reparten de forma equitativa para el extremo emisor y para el extremo receptor. La Figura 4.17 muestra la división del flujos en tramos.

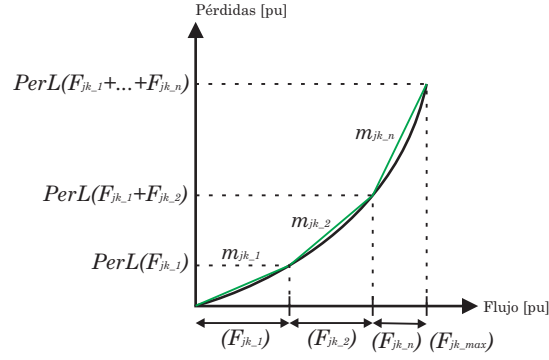


Figura 4.17: Pérdidas en una línea, y aproximación lineal por tramos

Formulación 2: Flujo como una sola variable

Esta modelación considera definir sólo una variable para el flujo de una línea de transmisión, y representar las pérdidas como restricciones, en lugar de utilizar una función lineal por tramos como la incluida en la ecuación de demanda (4.143).

Esta modelación nace del hecho de que una línea de transmisión debe operar entre los límites $-F_{kj_max}$ y F_{jk_max} , es decir:

$$-F_{kj_max} \leq F_{jk}^t \leq F_{jk_max} \quad \forall jk \in l \quad (4.144)$$

De esta manera el flujo no tiene restricción de signo. Ahora sumando a la inecuación (4.144) el término F_{kj_max} , se tiene :

$$0 \leq F_{jk} + F_{kj_max} \leq F_{jk_max} + F_{kj_max} \quad \forall jk \in l \quad (4.145)$$

A partir de (4.145) la nueva variable de flujo es :

$$T_{jk} = F_{jk} + F_{kj_max} \quad \forall jk \in l \quad (4.146)$$

Una vez obtenido el despacho económico, el flujo resultante de cada línea se calculará como :

$$F_{jk} = T_{jk} - F_{kj_max} \quad \forall jk \in l \quad (4.147)$$

El flujo que se relaciona con la diferencia angular de los extremos de la línea se escribe :

$$T_{jk} - F_{kj_max} = \frac{\theta_j^t - \theta_k^t}{X_{jk}} \cdot S_b = (B_{jk}) \cdot [\theta_j^t - \theta_k^t] \quad \forall jk \in l \quad (4.148)$$

Para representar las pérdidas en cada línea de transmisión, se tiene que :

$$PerL_l \geq (m_{jk_i}) \cdot [T_{jk} - F_{kj_max}] + (b_{jk_i}) \cdot S_b \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, NT\} \quad \forall l \quad (4.149)$$

$$PerL_l \geq (m_{kj_i}) \cdot [T_{jk} - F_{kj_max}] + (b_{kj_i}) \cdot S_b \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, NT\} \quad \forall l \quad (4.150)$$

Donde, los (m_{jk_i}) y (m_{kj_i}) se calculan al igual que en la otra forma, y los (b_{jk_i}) y (b_{kj_i}) se calculan a partir de :

$$(b_{jk_i}) = \left((F_{jk_max}) \cdot \frac{i}{NT} \right)^2 \cdot (R_{jk}) - (m_{jk_i}) \cdot \left((F_{jk_max}) \cdot \frac{i}{NT} \right) \quad \forall jk \in l \quad (4.151)$$

$$(b_{kj_i}) = \left((F_{kj_max}) \cdot \frac{i}{NT} \right)^2 \cdot (R_{jk}) - (m_{kj_i}) \cdot \left((F_{kj_max}) \cdot \frac{i}{NT} \right) \quad \forall jk \in l \quad (4.152)$$

Los (b_{jk_i}) y (b_{kj_i}) son las intersecciones de las restricciones lineales con el eje de pérdidas, en [pu].

Si bien en condiciones normales las pérdidas de una línea deberían activar alguna de las restricciones (4.149) o (4.150), para sistemas bien enmallados puede ocurrir que las pérdidas aumenten más allá de lo teóricamente factible. Para evitar que esto ocurra, se debe incorporar una última restricción de la forma

$$PerL_l \leq (m_{max}) \cdot [T_{jk} - F_{kj_max}] + (b_{max}) \cdot S_b \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, NT\} \quad (4.153)$$

Donde

$$(m_{max \ l}) = \frac{\left[((F_{jk_max})^2 - ((F_{kj_max})^2) \right]}{(F_{jk_max}) - (F_{kj_max})} \quad \forall jk \in l \quad (4.154)$$

$$(b_{max \ l}) = ((F_{kj_max})^2 \cdot (R_{jk}) - (m_{max}) \cdot ((F_{kj_max})) \quad \forall jk \in l \quad (4.155)$$

La ecuación (4.153) pone una cota superior a las pérdidas asociadas a una línea. Esta cota superior se representa en la Figura 4.18. Finalmente, la ecuación para satisfacer la demanda se reescribe como:

$$\sum_{i=1}^{N_{CT}} P_{i,n}^t + \sum_{j=1}^{N_{CH}} Ph_{j,n}^t - \sum_{j \in J} [T_{jk_i} - F_{kj_max}] + Pf_n^t = Dem_n^t + F_p \cdot PerL_l \quad \forall t, \forall n \quad (4.156)$$

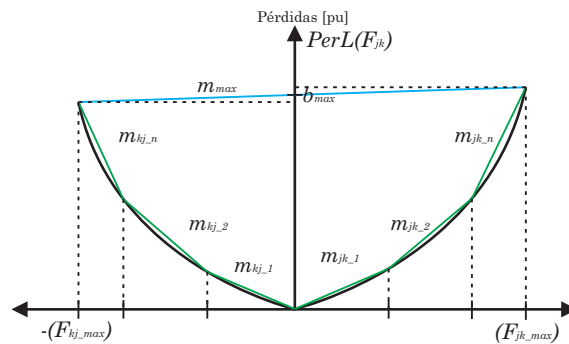


Figura 4.18: Región factible para la restricción de pérdidas en una línea, método de una sola variable para el flujo total

III. Restricciones de seguridad para transmisión

La capacidad de transporte de potencia en una línea de transmisión está limitada por diversos factores, los más básicos corresponden al límite térmico, límite por regulación de tensión y límite por estabilidad (angular estacionaria y transitoria). Dentro de las tecnologías disponibles para repotenciar las líneas de transmisión se encuentran cambios de conductor, compensación de reactivos y compensación dinámica de reactivos. Adicionalmente en el SIC se utiliza el criterio $N - 1$ en el sistema de transmisión troncal (STT).

Transformadores Desfasadores

Con el fin de tener un control sobre el flujo de potencia en las líneas de transmisión y que además se obtenga una protección de sobrecarga en transformadores y en las líneas de transmisión, una solución muy efectiva es la implementación de transformadores desfasadores. Una modelación adecuada para representar la existencia de un transformador desfasador entre dos barras en un flujo DC es incorporar a la línea jk una nueva variable γ_{jk} con límites mínimo y máximo en su respectiva ecuación de flujo DC.

$$(F_{jk}^t) = \frac{\theta_j^t - \theta_k^t - \gamma_{jk}^t}{(X_{jk})} = (B_{jk}) \cdot [\theta_j^t - \theta_k^t - \gamma_{jk}^t] \quad \forall jk \in ldef \quad (4.157)$$

con

$$\gamma_{jk \min} \leq \gamma_{jk}^t \leq \gamma_{jk \max} \quad (4.158)$$

donde

Variables:

- (F_{jk}^t) : flujo de potencia desde la barra j a la barra k para la hora t [pu]
- θ_j^t : ángulo de la tensión en la barra j para la hora t [rad]
- θ_k^t : ángulo de la tensión en la barra k para la hora t [rad]
- γ_{jk}^t : ángulo que representa un transformador desfasador existente entre las barras j y k para la hora t [rad]

Parámetros:

- (X_{jk}) : reactancia de la línea jk [pu]
- (B_{jk}) : susceptancia de la línea jk [pu]
- $\gamma_{jk \min}$: límite inferior del ángulo desfasador [rad]
- $\gamma_{jk \max}$: límite superior del ángulo desfasador [rad]
- $ldef$: conjunto de transformadores desfasadores

Para un eventual estudio aproximado con el fin de obtener una ubicación adecuada de un nuevo transformador desfasador, la variable γ_{jk}^t es posible dejarla como variable de decisión en la formulación del problema.

Desconexión de una línea

En el caso de que ocurra una sobrecarga de flujo en una línea e independiente de que exista o no un transformador desfasador conectado a ella, una alternativa adecuada para redistribuir el flujo en el sistema y evitar su sobrecarga, es desconectarla, siempre y cuando se tenga la posibilidad de hacerlo (mediante desconectores en cada extremo y bajo el control de un operador).

Si se intentara representar una desconexión utilizando la ecuación de flujo DC pro-

puesta en (4.134), por ejemplo si el flujo de la línea se fijara a valor 0, la ecuación hace que los ángulos de tensión en las barras asociadas a esa línea sean iguales (dependientes el uno del otro), esto no tiene sentido ya que se desea que la línea no afecte la formulación, en otras palabras que la ecuación se elimine de la formulación. Como se desea desconectar la línea y dejar de forma independiente los ángulos de tensión en dichas barras, una mejor formulación sería incorporar una variable de decisión que permitiera “no considerar” o dejar fuera del modelo la ecuación de flujo asociada a esa línea y “considerar” o incorporar al modelo la ecuación de flujo asociada a esa línea cuando no se pueda desconectar. Además con este tipo de formulación y con el fin de obtener el mínimo costo de operación del sistema, el cual está compuesto por un gran número de líneas (siempre y cuando permitan la desconexión física de ellas) es posible analizar y hacer estudios ante una eventual contingencia, como por ejemplo la salida intempestiva de un conjunto de unidades del sistema (una gran central o unidades pertenecientes a distintas centrales que fallan simultáneamente). En base a lo anterior y tomando como referencia modelaciones consideradas en [72], [73], [74] y [75] a partir de la ecuación (4.134) se tiene

$$-M_l \cdot (1 - z_l^t) \leq (F_{jk}^t) - (B_{jk}) \cdot [\theta_j^t - \theta_k^t] \leq M_l \cdot (1 - z_l^t) \quad \forall l \quad (4.159)$$

con

$$z_l^t \cdot F_{jk \min} \leq F_{jk}^t \leq F_{jk \max} \cdot z_l^t \quad \forall l \quad (4.160)$$

Donde

Variables:

- z_l^t : variable binaria que indica el estado de conexión de la línea jk
- (F_{jk}^t) : flujo de potencia desde la barra j a la barra k [pu]
- θ_j^t : ángulo de la tensión en la barra j [rad]
- θ_k^t : ángulo de la tensión en la barra k [rad]

Parámetros:

- M_l : valor suficientemente grande y depende de cada línea [pu]
- (X_{jk}) : reactancia de la línea jk [pu]
- (B_{jk}) : susceptancia de la línea jk [pu]
- l : conjunto de líneas operativas que permiten desconexión

El valor de M debe ser un valor tal que no agregue a la formulación del problema restricciones adicionales (no factibles) cuando la línea se encuentre desconectada ($z_l^t = 0$). Si la línea está desconectada el F_{jk}^t es nulo y un valor de M_l adecuado corresponde a

$$M_l = (B_{jk}) \cdot [\theta_{j \max} - \theta_{k \min}] \quad \forall l$$

De esta manera cuando $z_l^t = 0$ las dos restricciones presentadas en la expresión (4.159) se reescriben como

$$\begin{aligned} -[\theta_j^t - \theta_k^t] &\leq [\theta_{j \max} - \theta_{k \min}] \\ [\theta_{j \max} - \theta_{k \min}] &\geq [\theta_j^t - \theta_k^t] \end{aligned}$$

Lo anterior le da libertad a los ángulos de tensión de las barras j y k (entre límites factibles). En otras palabras las variables θ_j^t y θ_k^t son independientes entre ellas y cada valor de dichas variables dependerá de las demás líneas que se encuentren conectadas a su

respectiva barra j o k . En el caso de que el valor de $\theta_{j \min}$ sea el valor negativo de $\theta_{j \max}$, M_l será :

$$M_l = 2 \cdot (B_{jk}) \cdot \theta_{j \max} \quad \forall jk \in l$$

cuando $z_l^t = 1$, es decir la línea l está conectada, las restricciones presentadas en la expresión (4.159) hacen que la ecuación de flujo se active por lo que :

$$(F_{jk}^t) - (B_{jk}) \cdot [\theta_j^t - \theta_k^t] = 0 \quad \forall jk \in l$$

El valor de M_l en herramienta desarrollada se consideró como el doble del flujo máximo para cada línea.

Si se desea limitar el número de líneas de transmisión que pueden ser desconectadas o simplemente con el fin de obtener la cantidad de líneas desconectadas para cada hora en el sistema(fijando un valor) es conveniente definir una variable TLO_l^t , donde N_L es el número total de líneas que pueden ser desconectadas

$$TLO_l^t = \sum_{l=1}^{N_L} (1 - z_l^t) \quad \forall jk \in l \quad (4.161)$$

A continuación la formulación general propuesta para la desconexión de líneas se aplica para ambas formulaciones del Flujo DC.

Desconexión de línea utilizando la formulación de flujo seccionado en tramos

Para la formulación 1 del flujo DC basta incorporar en la ecuación (4.159), la descomposición del flujo en sus respectivos tramos :

$$\sum_{i=1}^{NT} F_{jk.i}^t - \sum_{i=1}^{NT} F_{kj.i}^t - B_{jk} \cdot [\theta_j^t - \theta_k^t] \leq M_l \cdot (1 - z_l^t) \quad \forall jk \in l \quad (4.162)$$

$$- M_l \cdot (1 - z_l^t) \leq \sum_{i=1}^{NT} F_{jk.i}^t - \sum_{i=1}^{NT} F_{kj.i}^t - B_{jk} \cdot [\theta_j^t - \theta_k^t] \quad \forall jk \in l \quad (4.163)$$

$$F_{jk.i}^t \leq F_{jk.max} \cdot z_l^t \quad y \quad F_{kj.i}^t \leq F_{kj.max} \cdot z_l^t \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, NT\} \quad \forall jk \in l \quad (4.164)$$

Si la línea se encuentra en servicio en la hora t ($z_l^t = 1$), las ecuaciones (4.162) y (4.163) construyen la ecuación original de flujo DC. Por otro lado las ecuaciones en (4.164) deja a las variables de flujo de cada tramo limitada a su máxima transferencia.

Si la línea se encuentra fuera de servicio en la hora t ($z_l^t = 0$), las ecuaciones (4.162) y (4.163) dejan la diferencia angular libre ya que con las ecuaciones en (4.164) se fijan las variable de flujo en cada tramo a 0. Por lo que se modela correctamente la desconexión de la línea sin necesidad de fijar los ángulos y también sin necesidad de eliminar la ecuación de la formulación matemática.

Desconexión de línea utilizando la formulación con una variable para el flujo

Para la formulación 2 del flujo DC basta incorporar la variable continua definida para el flujo en la ecuación (4.159), por lo que la ecuación considerando variables enteras se representa con las restricciones :

$$T_{jk}^t - B_{jk} \cdot [\theta_j^t - \theta_k^t] \leq F_{jk \max} + M_l \cdot (1 - z_l^t) \quad \forall jk \in l \quad (4.165)$$

$$F_{jk \max} - M_l \cdot (1 - z_l^t) \leq T_{jk}^t - B_{jk} \cdot [\theta_j^t - \theta_k^t] \quad \forall jk \in l \quad (4.166)$$

$$T_{jk}^t \leq F_{jk \max} + F_{jk \max} \cdot z_l^t \quad \forall jk \in l \quad (4.167)$$

$$F_{jk \max} - z_l^t \cdot F_{jk \max} \leq T_{jk}^t \quad \forall jk \in l \quad (4.168)$$

Donde

Variables:

- z_l^t : variable binaria que indica el estado de conexión de la línea jk
- T_{jk}^t : flujo de potencia desde la barra j a la barra k [pu]
- θ_j^t : ángulo de la tensión en la barra j [rad]
- θ_k^t : ángulo de la tensión en la barra k [rad]

Parámetros:

- l : índice único asociado a una línea jk
- M_l : valor suficientemente grande, depende de cada línea [pu]
- (X_{jk}) : reactancia de la línea jk [pu]
- (B_{jk}) : susceptancia de la línea jk [pu]
- $F_{jk \max}$: flujo máximo de la línea jk desde la barra j hasta a la barra k

Si la línea se encuentra en servicio en la hora t ($z_l^t = 1$), las ecuaciones (4.165) y (4.166) construyen la ecuación original de flujo DC. Por otro lado las ecuaciones (4.167) y (4.168) dejan la variable de flujo T_{jk}^t libre entre los valores 0 y $F_{jk \max} + F_{jk \max}$.

Si la línea se encuentra fuera de servicio en la hora t ($z_l^t = 0$), las ecuaciones (4.165) y (4.166) dejan la diferencia angular libre ya que se cancela el valor de T_{jk}^t en ambas ecuaciones. Por otro lado las ecuaciones (4.167) y (4.168) dejan la variable de flujo T_{jk}^t con valor fijo en $F_{jk \max}$.

3. Restricciones de las unidades de almacenamiento

La operación de corto plazo de la descarga de una unidad de almacenamiento es modelada como una inyección al sistema, mientras que la carga en la operación en el corto plazo es modelada como una extracción. Estos procesos están unidos a través de la ecuación que gobierna el nivel de energía almacenada, como se muestra en (4.169).

$$e_s^{t+1} = e_s^t + (\eta_{o,s} \cdot P_{o,s}^t - (1/\eta_{i,s}) \cdot P_{i,s}^t) \cdot \Delta t \quad (4.169)$$

donde

Variables:

- e_s^t : nivel de energía almacenada de la unidad s en la hora t [MWh]
- $P_{o,s}^t$: potencia extraída por la unidad de almacenamiento s en la hora t [MW]
- $P_{i,s}^t$: potencia inyectada por la unidad de almacenamiento s en la hora t [MW]

Parámetros:

- $\eta_{o,s}$: eficiencia de la carga de la unidad de almacenamiento s [%]
- $\eta_{i,s}$: eficiencia de la descarga de la unidad de almacenamiento s [%]

I. Potencia máxima nominal de carga y descarga

Las unidades de almacenamiento tienen una limitación máxima en su potencia de carga y descarga, las cuales se denomina como potencia máxima nominal de carga y descarga. Dichas limitaciones se debe a características de diseño de la unidad. La restricción asociada a la potencia máxima nominal de carga y descarga son propuestas en las ecuaciones (4.170) y (4.171) respectivamente.

$$P_{i,s}^t \leq P_{max\ i,s} \cdot E_s^t \quad \forall i \in N_{CB}, \forall t \in T \quad (4.170)$$

$$P_{o,s}^t \leq P_{max\ o,s} \cdot E_s^t \quad \forall i \in N_{CB}, \forall t \in T \quad (4.171)$$

Donde

Variables:

- E_s^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad de almacenamiento s en la hora t
- $P_{i,s}^t$: potencia de carga de la unidad s en la hora t
- $P_{o,s}^t$: potencia de descarga de la unidad s en la hora t

Parámetros:

- $P_{max\ i,s}$: potencia máxima nominal de carga de la unidad s
- $P_{max\ o,s}$: potencia máxima nominal de descarga de la unidad s

II. Potencia a mínimo técnico de carga y descarga

Las unidades de almacenamiento también cuentan con una limitación mínima sobre su potencia de carga y descarga. Al tener en cuenta que si la unidad de almacenamiento está

fuera de servicio, su potencia de salida es 0. La restricción asociada a potencia a mínimo técnico es :

$$P_{i,s}^t \geq P_{min\ i,s} \cdot E_s^t \quad \forall i \in N_{CB}, \forall t \in T \quad (4.172)$$

$$P_{o,s}^t \geq P_{min\ o,s} \cdot E_s^t \quad \forall i \in N_{CB}, \forall t \in T \quad (4.173)$$

Donde

Variables:

E_s^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad de almacenamiento s en la hora t

$P_{i,s}^t$: potencia de carga de la unidad i en la hora t

$P_{o,s}^t$: potencia de descarga de la unidad i en la hora t

Parámetros:

$P_{min\ i,s}$: potencia mínima de carga de la unidad s

$P_{min\ o,s}$: potencia mínimo de descarga de la unidad s

III. Energía mínima y máxima de almacenamiento

Los distintos dispositivos de almacenamiento poseen variados niveles de almacenamiento de energía dependiendo de su tecnología y diseño. Es por eso que es necesario definir la capacidad máxima y mínima de energía que pueden almacenar.

La restricción de energía máxima de almacenamiento por unidad, se puede expresar como :

$$\sum_{t=1}^{Nh} e_s^t \leq E_{max,s} \quad \forall i \quad (4.174)$$

Por otro lado, la energía mínima de almacenamiento por unidad estaría modelada por la siguiente restricción :

$$\sum_{t=1}^{Nh} e_s^t \geq E_{min,s} \quad \forall i \quad (4.175)$$

Variables:

e_s^t : nivel de energía almacenada de la unidad s en la hora t [MWh]

Parámetros

$E_{min,s}$: energía mínima almacenable por la unidad s

$E_{max,s}$: energía máxima almacenable por la unidad s

Nh : número de horas consideradas para generar $E_{max,s}$ o $E_{min,s}$

4. Restricciones constreñidas

Las restricciones constreñidas son formulaciones optimizadas de UC MIP, es decir, formulaciones “más ajustadas” con relajaciones mejoradas de programación lineal para reducir el tiempo de exploración asociado al branch-and-cut. En particular, una formulación de UC puede ajustarse considerablemente proporcionando la descripción de la envolvente convexa de algún conjunto de restricciones. La envolvente convexa corresponde a la región más pequeña que contiene todos los puntos enteros factibles del MIP. Cuanto más estrecha sea la región factible de un problema que se asemeja a su envolvente convexa, más fácilmente se resolverá el problema. Se han realizado algunos esfuerzos para ajustar un conjunto específico de restricciones, tales como: el casco convexo de los tiempos mínimos de subida y bajada, reserva primaria y secundaria y tiempos mínimos de operación y fuera de servicio de la unidad.

4.1. Rampa de subida y bajada

Las restricciones de rampa de subida y bajada [14] codifican los límites físicos para la potencia de salida de un generador no varíe excesivamente dentro de un cierto periodo de tiempo.

La restricción constreñida de rampa de subida y bajada en (4.176) y (4.177) respectivamente.

$$P_i^t - P_i^{t-1} \leq E_i^t \cdot RSM_i + P_{max\ i}^{t-1} (1 - E_i^{t-1}) \quad (4.176)$$

$$P_i^t - P_i^{t-1} \leq -E_i^t \cdot RBM_i - P_{max\ i}^{t-1} (1 - E_i^{t-1}) \quad (4.177)$$

Donde

Variables:

E_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i

P_i^t : potencia generada por la unidad j en la hora t

Parámetros:

$P_{max\ i}^t$: potencia máxima nominal de la unidad termoelectrica i en la hora t

RSM_i : rampa máxima de aumento de la unidad j

RBM_i : rampa máxima de bajada de la unidad j

4.2. Reserva primaria y secundaria

Se propone la formulación para modelar la reserva de potencia primaria y secundaria para garantizar la cobertura de la demanda prevista.

$$P_i^t - RGP_{baj\ i}^t - RGS_{baj\ i}^t \geq P_{min\ i}^t \cdot E_i^t \quad (4.178)$$

$$P_i^t + RGP_{sub\ i}^t + RGS_{sub\ i}^t \leq P_{max\ i}^t \cdot E_i^t \quad (4.179)$$

La formulación de reserva primaria y secundaria se complementa con la siguientes ecuaciones que satisfacen los requerimientos del sistema,

$$\sum_{i=1}^{N_{CRG}} RGP_{sub,baj}^t \cdot E_i^t \geq Req_p^t \quad (4.180)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{CRG}} RGS_{sub,baj}^t \cdot E_i^t \geq Req_s^t \quad (4.181)$$

A partir de las restricción de reserva primaria y secundaria consolidada en una ecuación, como se describe en (4.178) y (4.179), se propone la alternativa constreñida donde se modelan estas restricciones de forma separada como se muestra a continuación,

$$P_i^t - RGP_{baj}^t \cdot E_i^t \geq P_{min}^t \cdot E_i^t \quad (4.182)$$

$$P_i^t - RGS_{baj}^t \cdot E_i^t \geq P_{min}^t \cdot E_i^t \quad (4.183)$$

$$P_i^t + RGP_{sub}^t \cdot E_i^t \leq P_{max}^t \cdot E_i^t \quad (4.184)$$

$$P_i^t + RGS_{sub}^t \cdot E_i^t \leq P_{max}^t \cdot E_i^t \quad (4.185)$$

Donde

VARIABLES:

- E_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i
- P_i^t : potencia generada por la unidad j en la hora t
- RGP_{sub}^t : reserva en giro primaria de subida disponible de la unidad i para la hora t
- RGS_{sub}^t : reserva en giro secundaria de subida disponible de la unidad i para la hora t
- RGP_{baj}^t : reserva en giro primaria de bajada disponible de la unidad i para la hora t
- RGS_{baj}^t : reserva en giro secundaria de bajada disponible de la unidad i para la hora t

PARÁMETROS:

- P_{min}^t : potencia a mínimo técnico de la unidad térmica i en la hora t
- P_{max}^t : potencia máxima nominal de la unidad térmica i en la hora t
- Req_p^t : requerimiento de reserva en giro primario de subida o bajada en la hora t
- Req_s^t : requerimiento de reserva en giro secundario de subida o bajada en la hora t

4.3. Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio

Esta formulación es una alternativa constreñida de la formulación para tiempos mínimos de operación y fuera de servicio. Hoy en día es comunmente utilizada en los problemas UC. Fue propuesta por primera vez en [49]. Restricción tiempos mínimos de operación,

$$E_i^t \geq \sum_{i=t-T_{min} \text{ on } i+1}^t Y_i^t \quad (4.186)$$

Restricción tiempos mínimos de fuera de operación,

$$E_i^t \leq 1 - \sum_{i=t-T_{min\ off\ i}+1}^t Z_i^t \quad (4.187)$$

Donde

Variables:

- E_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i
 Y_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es puesta en servicio a la hora t
 Z_i^t : variable binaria, que indica el estado de la unidad térmica i que es sacada de servicio a la hora t

Parámetros:

- $T_{min\ on\ i}$: cantidad mínima de horas que la unidad térmica i debe permanecer en servicio
 $T_{min\ off\ i}$: cantidad mínima de horas que la unidad térmica i debe permanecer fuera de servicio

Capítulo 5

Implementación del SEN

En esta sección se determina el factor de escalamiento óptimo para embalses del sistema SEN que logre obtener el mejor índice **kappa**. Este análisis se realiza en una semana de julio, al ser una semana de gran aporte hídrico.

Por otro lado, se determina de manera exploratoria el rendimiento de las restricciones constreñidas propuestas frente a la formulación convencional para el problema de programación a corto plazo del SEN mediante la obtención de los tiempos de resolución, número de variables enteras y el gap. Se consideran dos semanas características de periodos con bajo y alto aporte hídrico.

1. Determinación del factor de escalamiento para los embalses del SEN

Con el objetivo de determinar el mejor factor de escalamiento en un sistema hidrotérmico se utilizarán los datos del ex-Sistema Interconectado Central (SIC) el cual se caracterizaba por ser un sistema hidrotérmico a diferencia del ex-Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Para lo anterior, primero se procederá a buscar el menor número de condición (índice **kappa**) del problema lineal entero mixto formulado, a partir de esto se procede a analizar las salidas obtenidas. Dada la gran cantidad de embalses que se encuentran en el SIC y diferencias significativas en sus volúmenes de almacenamiento, en este estudio se buscará el mejor índice **kappa** utilizando distintos factores de escalamiento con el objeto de llevar los volúmenes máximos de algunos embalses a un mismo valor.

1.1. Supuestos para la implementación

Se utiliza una programación semanal efectuada en el mes de julio de 2014 que corresponde al periodo comprendido desde el 04 de julio al 10 de julio de 2014.

Como es habitual, semana a semana para el proceso de cálculo de la programación semanal que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional, el modelo PLEXOS (o anteriormente el modelo PCP) se acopla con una simulación efectuada en el modelo PLP a través de la función de costo futuro (valores del agua de los embalses al final de la primera semana), ver sección 2. Para el caso a analizar se consideran 36 cortes para la función de costo futuro, 213 centrales o unidades térmicas operativas, 11 centrales del tipo embalse, 55 centrales del tipo pasada, 53 centrales del tipo serie, 24 centrales del tipo ERNC, 153

barras y 187 líneas de transmisión. Se considera una central de falla en cada una de las barras para la energía no suministrada. Se modelan las pérdidas utilizando la formulación de flujo seccionado en 10 tramos⁴.

Con el objeto de mostrar la flexibilidad de la herramienta se consideran los perfiles de generación horaria real de las centrales ERNC, afluente real de las centrales de Pasada del SIC y la demanda real del SIC (regulada + industrial). Es importante señalar que para aquellos embalses en los que no se considera una función de costo futuro estos tendrán un volumen mínimo objetivo al final del horizonte de planificación. Adicionalmente se consideran mantenimientos para las unidades térmicas e hidráulicas, mantenimientos de líneas y mantenimientos para los embalses considerados en la programación semanal del periodo respectivo.

Para el caso a implementar se tomarán en cuenta los costos marginales obtenidos en algunas barras del sistema, la variación de volumen de algunos embalses, las transferencias en algunas líneas o transformadores del sistema, comportamiento de las centrales ERNC, el costo de operación térmico total, el costo total de la función objetivo y los tiempos de resolución para cada uno de los modelos.

Desde el punto de vista de formulación del problema se consideran variables enteras del tipo *Unit Commitment*, por lo que se toman en cuenta los costos de arranques o de parada, activación de generación considerando mínimos técnicos, etc. Se considera que inicialmente ($t = 0$) todas las unidades se encuentran fuera de servicio. Es importante señalar que se ha hecho uso del solver de optimización *GUROBI*⁵ para resolver este problema.

En la Figura 5.1 se presenta la demanda total horaria considerada para la semana del 04 al 10 de julio de 2014.

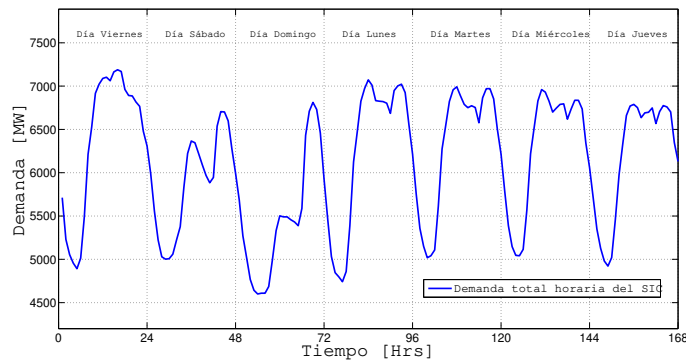


Figura 5.1: Demanda total horaria considerada para la semana del 04 al 10 de julio de 2014.

El modelo propuesto para este caso se compone de 266.819 restricciones, 783.000 variables continuas y 5.408 variables enteras del tipo binario.

En la Tabla 5.1 se presenta el resultado obtenido resolviendo el problema sin aplicar factores de escalamiento para los volúmenes de los embalses (Caso base).

El factor elegido para cada embalse es tal que su volumen máximo sea 500, 1000, 1500

⁴Número de tramos considerados por el CEN (CDEC-SIC en aquel entonces) para la programación semanal

⁵Se utilizó una licencia académica

Tabla 5.1: Caso base implementación SIC. Julio 2014

Caso ejecutado	CT Total [KUS\$]	FCF [KUS\$]	CT+FCF [KUS\$]	Kappa	T. resol [seg]	Gap
Caso base	49103.12	7464618.72	7513721.84	6.17E+10	312	0.0044 %

o 2000 millones de metros cúbicos (hm^3). El volumen máximo real para generación de los embalses del SIC se presentan en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Volúmenes máximos embalses del SIC

Nombre Embalse	Hm^3
CIPRESES	174.66
PEHUENCHE	133.64
COLBUN	1553.25
ELTORO	5585.89
RAPEL	563.21
CANUTILLAR	1065.38
RALCO	1173.29
PANGUE	71.96
ANGOSTURA	112.56

En la Tabla 5.3 se presenta el resultado obtenido resolviendo el problema para 10 casos utilizando factores de escalamiento para volúmenes de los embalses. Para los casos analizados se consideran distintos grupos de embalses con factores de escalamiento, esto dependiendo de los embalses que se encuentren operativos o con niveles máximos muy alejados del volumen máximo objetivo.

Tabla 5.3: Casos analizados implementación SIC. Julio 2014

Caso ejecutado	CT Total [KUS\$]	FCF [KUS\$]	CT+FCF [KUS\$]	Kappa	T. resol [seg]	Gap %
Caso 1	49058.94	7461656.60	7510715.54	6.85E+10	308	0.0044 %
% Error	-0.09 %	-0.04 %	-0.04 %	11.0 %	-1.3 %	0.0 %
Caso 2	48895.68	7461656.60	7510552.28	1.26E+11	296	0.0031 %
% Error	-0.42 %	-0.04 %	-0.04 %	104.6 %	-5.1 %	-29.5 %
Caso 3	46974.44	7408036.13	7455010.57	6.13E+10	346	0.0044 %
% Error	-4.34 %	-0.76 %	-0.78 %	-0.7 %	10.9 %	0.0 %
Caso 4	46962.33	7400370.63	7447332.95	3.20E+10	349	0.0044 %
% Error	-4.36 %	-0.86 %	-0.88 %	-48.1 %	11.9 %	0.0 %
Caso 5	46775.68	7406166.50	7452942.18	1.52E+10	354	0.0029 %
% Error	-4.74 %	-0.78 %	-0.81 %	-75.3 %	13.5 %	-34.1 %
Caso 6	47749.50	7453460.49	7501209.99	8.34E+10	333	0.0055 %
% Error	-2.76 %	-0.15 %	-0.17 %	35.2 %	6.7 %	25.0 %
Caso 7	47741.68	7411102.45	7458844.14	1.59E+11	328	0.0058 %
% Error	-2.77 %	-0.72 %	-0.73 %	157.6 %	5.1 %	31.8 %
Caso 8	51006.44	7474330.80	7525337.25	3.31E+10	367	0.0078 %
% Error	3.88 %	0.13 %	0.15 %	-46.3 %	17.6 %	77.3 %
Caso 9	45733.31	7362127.13	7407860.44	4.23E+10	463	0.0034 %
% Error	-6.86 %	-1.37 %	-1.41 %	-31.4 %	48.4 %	-22.7 %
Caso 10	44684.19	7318083.80	7362767.98	1.66E+11	680	0.0036 %
% Error	-9.00 %	-1.96 %	-2.01 %	169.5 %	117.9 %	-18.2 %

Para los primeros 7 casos, se consideran embalses con factor de escalamiento para obtener un volumen máximo de $1000 Hm^3$. Para los casos 8, 9 y 10 se consideran embalses

con volúmenes máximos de 500, 1500 y 2000 Hm^3 respectivamente. A continuación se mencionan los embalses considerados en cada caso y comentarios respectivos

Caso 1:

Para este caso solo fue escalado el embalse RAPEL. A partir de los resultados presentados en la Tabla 5.3 se aprecia que el índice **kappa** se incrementa en un 11 % con respecto al caso base. El costo de operación térmico y el tiempo de resolución disminuyen levemente con respecto al caso base. El parámetro Gap obtenido fue el mismo que en el del caso base. Dado que el índice **kappa** incrementó, este no cumple el objetivo buscado.

Caso 2:

Para este caso solo fueron escalados los embalses RAPEL, ANGOSTURA y PANGUE. A partir de los resultados presentados en la Tabla 5.3 se aprecia que el índice **kappa** se incrementa en un 104.6 % con respecto al caso base, lo cual se aleja del objetivo buscado. El costo de operación térmico y el tiempo de resolución disminuyen en un mayor porcentaje que en el **Caso 1** con respecto al caso base. Si bien el parámetro Gap disminuye en un 29.5 %, el índice **kappa** empeoró y esto representa que el problema lineal entero mixto formulado estaría peor condicionado que del caso base, es decir el problema es sensible ante pequeñas variaciones (errores relativos pequeños) en los datos de entrada, lo cual provocaría errores relativos grandes en la solución del problema.

Caso 3:

Para este caso solo fueron escalados los embalses RAPEL, ANGOSTURA, PANGUE y PEHUENCHE. A partir de los resultados presentados en la Tabla 5.3 se aprecia que el índice **kappa** disminuye levemente con respecto al caso base. El costo de operación térmico disminuye en un 4.34 % lo cual es positivo dado que el presente problema de optimización busca minimizar los costos para el horizonte de planificación. Si bien el parámetro Gap obtenido es el mismo que el caso base, el tiempo de resolución del problema aumentó en un 10.9 %.

Caso 4:

Para este caso solo fueron escalados los embalses RAPEL, ANGOSTURA, PANGUE, PEHUENCHE y CIPRESES. A partir de los resultados presentados en la Tabla 5.3 se aprecia que el índice **kappa** disminuye en un 48.1 %, el parámetro Gap se mantiene con respecto al caso base y el costo de operación térmico disminuye en un 4.36 %. El tiempo de resolución del problema aumentó en un 11.9 %. Este caso sería un buen candidato a considerar, sin embargo aún quedan embalses por escalar.

Caso 5:

Para este caso solo fueron escalados los embalses RAPEL, ANGOSTURA, PANGUE, PEHUENCHE, CIPRESES y COLBUN. A partir de los resultados presentados en la Tabla 5.3 se aprecia que el índice **kappa** disminuye en un 75.3 %, el parámetro Gap disminuye en un 34.1 % y el costo de operación térmico disminuyó en un 4.74 %. Este caso hasta al momento sería el mejor candidato a considerar, ya que además de mejorar el número de condición del problema formulado se mejoró el parámetro Gap, resultado obtenido al aplicar el método *Branch and Bound* al problema entero mixto. El tiempo de resolución del problema aumentó en un 13.5 %

Caso 6:

Para este caso se escalan todos los embalses. A partir de los resultados presentados en la Tabla 5.3 se aprecia que el índice **kappa**, el tiempo de resolución y el parámetro Gap aumentan con respecto al caso base en un 25.2 %, 6.7 % y 25 % respectivamente. Lo anterior

se aleja del objetivo buscado.

Caso 7:

Para este caso se escalan todos los embalses a excepción del Lago Laja (ELTORO), es importante señalar que el Lago Laja se encuentra en condición de agotamiento (bajo nivel de cota) por lo que la central eléctrica ELTORO no tiene la opción de generar en todo el horizonte de planificación, por este motivo se decidió considerar esta opción. Al dejar ELTORO sin factor de escalamiento, se aprecia en la Tabla 5.3 que con respecto al **Caso 6** el índice **kappa** y el parámetro Gap aumentan. El número de condición aumentó significativamente en un 157.6 %, lo cual se aleja de nuestro objetivo.

A partir de los 7 casos anteriores el **Caso 5** es el que mejor resultados entrega, a pesar de sacrificar un leve tiempo de resolución. Se procede analizar otros 3 casos considerando los embalses del **Caso 5**, pero ahora variando el volumen máximo.

Caso 8:

Para este caso solo fueron escalados los embalses con un volumen máximo de 500 Hm^3 . A partir de los resultados presentados en la Tabla 5.3 se aprecia que si bien el índice **kappa** disminuye en un 46.3 %, el parámetro Gap aumenta en un 77.3 % y adicionalmente el costo de operación térmico aumentó en un 3.88 %, por lo que en función de estos dos últimos factores este caso se aleja de lo buscado.

Caso 9:

Para este caso solo fueron escalados los embalses con un volumen máximo de 1500 Hm^3 . A partir de los resultados presentados en la Tabla 5.3 se aprecia que si bien el índice **kappa** disminuye en un 31.4 % el tiempo de resolución aumenta en un 48.4 %. Con respecto al caso base el parámetro Gap y el costo de operación térmico disminuyeron en un 22.7 % y 6.86 % respectivamente. Dado que el tiempo de resolución fue el afectado para este caso no se considera adecuado para cumplir con el óptimo de la herramienta propuesta.

Caso 10:

Para este caso solo fueron escalados los embalses con un volumen máximo de 2000 Hm^3 . A partir de los resultados presentados en la Tabla 5.3 se aprecia el índice **kappa** aumenta significativamente en un 169.5 % y que el parámetro Gap disminuye en un 18.2 % con respecto al caso base. El costo de operación térmico también disminuyó en un 9 %. Dado que este último representa el costo de operación térmico más bajo de los 10 casos considerados y tomando en cuenta el peor número de condición obtenido, se da a entender que el problema no estaría condicionado adecuadamente, por lo que no se obtendría una solución óptima.

En conclusión el mejor caso obtenido fue el **Caso 5**, y con este caso se procederá a analizar la operación semanal del periodo. En la Tabla 5.4 se presenta el resultado obtenido para despacho semanal según aporte por tecnología en el SIC.

2. Determinación de una formulación eficiente para el predespacho

Con el objeto de determinar una formulación eficiente para la programación de corto plazo en un sistema hidrotérmico se considerara un sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional e información real de dos periodos de 48 horas correspondientes a los meses de mayo y noviembre en el que se cuenta con diferentes afluentes hidrológicos tanto para los

Tabla 5.4: Caso 5 con mejor κ obtenido. Julio 2014

Aporte según tipo de energía		
Tipo	GWh	%
Termoeléctrica	654.3	62.0 %
Hidroeléctrica	377.3	35.7 %
Eólica	18.4	1.7 %
Solar	5.3	0.5 %
Total	1055	1

embalses y centrales de pasada. El mes de mayo se considera como un periodo más seco (término del deshielo) y el mes de noviembre como un periodo más húmedo (periodo de deshielo).

2.1. Supuestos para la implementación

Para el caso a analizar se consideran volúmenes finales para los embalses, 95 centrales o unidades térmicas operativas, 13 centrales del tipo embalse, 22 centrales del tipo pasada, 36 centrales del tipo serie, 237 centrales del tipo ERNC (eólico y solar), 153 barras y 58 líneas de transmisión. La tolerancia del gap del solver, definida por la diferencia entre los mejores límites inferior y superior, es el ajustado por defecto igual a 0,01 %.

Las restricciones a evaluar serán las siguiente:

- Rampa de subida y bajada
- Relaciones lógicas de operación
- Reserva primaria y secundaria
- Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio

2.2. Rampa de subida y bajada

Se consideran dentro de este estudio las restricciones (4.67) y (4.70), las cuales son reemplazadas por sus alternativas constreñidas. La restricción constreñida de rampa de subida y bajada en (4.176) y (4.177) respectivamente.

Al comparar los resultados de la programación a corto plazo, modelando la restricción de rampa de subida utilizando (4.67) y (4.70) (formulación 1), y por otra parte las ecuaciones (4.176) y (4.177) (formulación 2), se obtiene:

Tabla 5.5: Resultados caso SEN restricción rampa subida y bajada para mayo.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Formulación 1	182257	27192	24.200	18157021.40	0.0033
Formulación 2	182257	27850	24.165	18158075.49	0.0081

Para las restricciones de rampa de aumento y disminución, estas utilizan distintas variables binarias en su modelación. Por un lado, (4.67) y (4.70) utiliza variables binarias

Tabla 5.6: Resultados caso SEN restricción rampa subida y bajada para noviembre.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Formulación 1	182257	27145	40.858	11718273.48	0.0022
Formulación 2	182257	27803	40.898	11718015.19	0.0000

de estado y de partida de la unidad. En cambio las restricciones (4.176) y (4.177) sólo se modela a través de la variable binaria de estado de la unidad, es por eso que son necesarias una mayor cantidad de restricciones. La cantidad de variables se mantiene constante, no así la cantidad de restricciones que aumentan en la formulación propuesta en un 2,4 % en promedio. El tiempo de simulación es similar y se obtiene una pequeña diferencia en la función objetivo.

2.3. Relaciones lógicas de operación

En este caso se realiza la programación a corto plazo con la formulación planteada, pero excluyendo la restricción (4.26). Es posible hacer esto asumiendo que la ecuación (4.25) permite por si sola evitar que una unidad que se encuentra fuera de servicio (o en servicio) se le pueda dar orden de partida y detención simultánea. En base a lo anterior, se comparan ambos escenarios y se obtienen los resultados:

Tabla 5.7: Resultados caso SEN restricción relación lógica para mayo.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Formulación apagada	182257	27192	24.758	18157021.40	0.0033
Formulación encendida	182257	30504	24.842	18157019.63	0.0034

Tabla 5.8: Resultados caso SEN restricción relación lógica para noviembre.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Formulación apagada	182257	27145	44.447	11718273.48	0.0022
Formulación encendida	182257	30457	40.949	11718273.48	0.0023

Incorporar la relación lógica de partida y parada de la operación no tuvo mayor impacto en el problema en la función objetivo de ambos escenarios. No así en el tiempo de resolución para el escenario de noviembre, el cual ayudó a disminuir en un 7,8 % el tiempo de resolución. Por otro lado se presentó un aumento del 10,8 % de la cantidad de restricciones. Sin duda esta restricción constriñe el problema y reduce el tiempo de exploración de la solución. Considerar esto puede ser aún más provechoso cuando se desee simular problemas de gran escala para ambos escenarios de planificación.

2.4. Reserva primaria y secundaria

Para el caso SEN, es necesario incluir la reserva primaria y secundaria para modelar la restricción de reserva en giro de cada unidad. Por lo tanto, la restricción de potencia mínima y máxima para cada unidad que haya sido consignada a operar con criterio de reserva propuesto en (4.178) y (4.179).

Se realiza la comparación entre la restricción de reserva unificada con su alternativa

constreñida presente en las ecuaciones (4.182) - (4.185) para los meses de mayo y noviembre. Los resultados se observan en las tablas 5.9 y 5.10.

Tabla 5.9: Resultados caso SEN restricción reserva primaria y secundaria para mayo.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
R. reserva única	182257	27192	26.924	18157920.30	0.0089
R. reserva separada	182257	33816	25.583	18154861.19	0.0050

Tabla 5.10: Resultados caso SEN restricción reserva primaria y secundaria para noviembre.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
R. reserva única	182257	27145	45.510	11718015.19	0.0096
R. reserva separada	182257	33769	48.061	11716804.03	0.0063

Considerar la reserva primaria y secundaria en la restricción límite de potencia máxima en una misma ecuación disminuye a la mitad la cantidad de desigualdades necesarias para modelar esta restricción. También disminuye el tiempo de resolución para ambos escenarios en un 5 % aproximadamente. Sin embargo, al considerar esto se sacrifica optimalidad en la función objetivo. En conclusión, es preferible modelar la restricción de reservas en una misma restricción ya que disminuye el tiempo de resolución, pero teniendo en cuenta que se produce un pequeño aumento de la función objetivo (aumenta 0,017 %).

2.5. Balance de demanda

Se requiere analizar la diferencia entre el balance de demanda para el problema considerando, por una parte, el balance de potencia del sistema de forma uninodal, y por otra, el balance multinodal donde se da cuenta del sistema de transmisión del SEN y es representado a través de un flujo DC.

Se utiliza la formulación descrita en (4.119), donde para el caso de balance uninodal, se considera el balance de potencia para una barra única. Los resultados para ambos escenarios se presentan en las tablas (5.11) y (5.12).

Tabla 5.11: Resultados caso SEN restricción balance de demanda para mayo.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Uninodal	182257	27192	24.735	18157021.4	0.0033
Multinodal	185329	29928	27.124	18179728.47	0.0096

Tabla 5.12: Resultados caso SEN restricción balance de demanda para noviembre.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Uninodal	182257	27145	41.214	11718273.48	0.0022
Multinodal	185329	29881	46.631	12041167.05	0.0090

Al considerar un modelo multinodal de la red se requiere agregar restricciones y variables asociadas al sistema de transmisión, lo cual dependerá de la cantidad de líneas que posee el sistema. Esto complejiza el problema, lo que se traduce en un aumento del tiempo de resolución en un 13 % y un aumento en la función objetivo de un 3 % para el mes de noviembre. El costo de la generación aumenta debido a las limitaciones técnicas de

las líneas, las cuales no siempre pueden privilegiar la generación barata. Debería evaluarse incluir esta restricción teniendo en cuenta la exactitud que se desea tener en la solución y el tiempo de resolución, si es que el problema presenta mayor complejidad.

En el caso del SEN, su sistema de transmisión está muy alejado de una representación uninodal ya que su red está distribuida principalmente de forma lineal de norte a sur. Obviar esta característica significa no considerar las limitaciones de la transmisión que hoy en día existen, principalmente en el norte de Chile.

2.6. Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio

Se compara la formulación para modelar la restricción de tiempos mínimos de operación y fuera de servicio descrita en (4.31) - (4.36), con la formulación constreñida presentada en (4.186) y (4.187).

A modo de análisis, se realiza un testeo de ambas restricciones por separado y así dar cuenta de su aporte de forma individual.

Caso 1:

Se incorpora la restricción constreñida para tiempo mínimo de operación (4.186), mientras que la restricción de tiempo mínimo fuera de servicio se mantiene con las ecuaciones (4.34) - (4.36). Los resultados se observan en las tablas 5.13 y 5.14.

Tabla 5.13: Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para mayo caso 1.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Tiempo mín. op. constr.	182257	27192	24.29	18157021.4	0.0033
Tiempo mín. op.	182257	27242	24.068	18156998.8	0.0074

Tabla 5.14: Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para noviembre caso 1.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Tiempo mín. op. constr.	182257	27145	42.334	11718273.48	0.0022
Tiempo mín. op.	182257	27195	41.495	11718015.19	0.0096

La cantidad de restricciones total para modelar los tiempos mínimos y fuera de operación entre ambas varía debido a que en (4.31) - (4.36) son necesarios tres grupos de restricciones respectivamente, en cambio la alternativa constreñida propuesta en (4.186) y (4.187) sólo una. A pesar de eso, esta última no logra disminuir el tiempo de resolución y encontrar una solución óptima a menor costo.

Caso 2:

Al contrario del Caso 1, se incorpora la restricción constreñida para tiempo mínimo fuera de operación (4.187), mientras que la restricción de tiempo mínimo en operación se mantiene con las ecuaciones (4.31) - (4.33). Los resultados se observan en las tablas 5.15 y 5.16.

Para este caso, al preferir la restricción constreñida se logra la mayor disminución de tiempo de resolución para todos los casos, equivalente al 19,1 % en el mes de noviembre y sólo de un 8,3 % en mayo.

Caso 3:

Tabla 5.15: Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para mayo caso 2.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Tiempo mín. f. serv. constr.	182257	27192	24.361	18157021.4	0.0074
Tiempo mín. f. serv.	182257	27244	26.526	18157958.01	0.0033

Tabla 5.16: Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para noviembre caso 2.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Tiempo mín. f. serv. constr.	182257	27145	40.991	11718273.48	0.0046
Tiempo mín. f. serv.	182257	27197	50.594	11718015.19	0.0022

En este caso, se remplazan ambas restricciones de tiempo mínimo fuera y en operación, por sus alternativas constreñidas. El resultado de la comparación de formulaciones se observa en las tablas 5.17 y 5.18.

Tabla 5.17: Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para mayo caso 3.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Formulación constreñida	182257	27192	24.568	18157021.4	0.0033
Formulación no constreñida	182257	27294	24.346	18157573.49	0.0099

Tabla 5.18: Resultados caso SEN restricción tiempos mínimos para noviembre caso 3.

Tipo de restricción	N° de variables	N° de restricciones	Tiempo de resolución [s]	FO [US\$]	gap %
Formulación constreñida	182257	27145	40.567	11718273.48	0.0022
Formulación no constreñida	182257	27247	43.885	11718015.19	0.0071

Para todos los casos presentados anteriormente, la cantidad de variables enteras es la misma e igual a 44.736. Esto debido a que la cantidad de variables binarias provenientes de las ecuaciones de Unit Commitment fueron las mismas. No así las variables continuas, ya que para generar la restricción de balance multinodal fue necesario incluir nuevas variables al problema de optimización. Los valores de gap para todos casos se obtienen por debajo de la tolerancia de 0,01 %.

Implementando ambas restricciones constreñidas al problema, la cantidad de restricciones para ambos escenarios aumenta en un 0.37 %, y logra disminuir en un 7.5 % el tiempo de resolución para el mes de noviembre. La función objetivo son bastante similares, por lo que es apreciable la ventaja de la formulación propuesta sobre el escenario más complejo.

Existe una evidente diferencia entre los costos de la función objetivo para los meses simulados debido al aumento de demanda energética para el mes de mayo por ser un periodo más frío, y por lo tanto aumentan los costos asociados al suministro de energía. Los resultados muestran que el modelo determina satisfacer la demanda para noviembre con mucha más generación hidro que el mes de mayo, y a su vez con mucho menos generación de centrales de carbón. El tiempo de simulación entre ambos escenarios varía debido a que fueron necesarias aproximadamente el triple de iteraciones del solver para encontrar la solución óptima en el mes de noviembre.

La formulación óptima que presentaría mayor rendimiento en relación con el tiempo de resolución y costo de la función objetivo sería considerando cualquiera de las restricciones de rampa de subida y bajada propuestas, incluyendo la restricción de relación lógica de

operación, la restricción de reserva unificada en sólo una ecuación, balance de demanda multinodal para mayor exactitud y sólo considerando la alternativa constreñida para la restricción de tiempo mínimo fuera de servicio. Es importante tener en cuenta que para otro tipo de problema puede variar el desempeño de cada restricción, por ejemplo la complejidad del sistema de transmisión o considerando un mayor horizonte de tiempo de planificación.

Debido al carácter exploratorio de este análisis, se concluye que se requerirá un mayor número de experimentos computacionales para confirmar las potenciales ventajas de las formulaciones constreñidas.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

El lenguaje de programación *Python* con la librería *pyomo* fue muy útil para desarrollar la herramienta de manera flexible y modular. Esto se valida a partir de la simplicidad para incorporar nuevas variables y restricciones al problema ya formulado. Debido a esto la herramienta se encontrará en desarrollo para realizar mejoras en la programación y así simular nuevas implementaciones para el Sistema Eléctrico Nacional.

Este trabajo ha llevado a cabo una revisión extensa del estado del arte en cuanto a formulaciones para resolver el problema de programación de corto plazo, tomando en cuenta formulaciones del tipo convencional como también del tipo constreñido y compacto, realizando un análisis computacional posteriormente luego de formularlas. Los resultados computacionales presentados en este documento sugieren que con una formulación moderna, los problemas de *Unit Commitment* realistas pueden resolverse fácilmente con hardware adecuado y un motor de optimización para moderno para problemas del tipo MILP.

Al realizar la implementación en el Sistema Eléctrico Nacional considerando restricciones adicionales los resultados obtenidos con la herramienta son consistentes con la teoría y además se obtienen muy buenos tiempos de resolución.

Al realizar implementaciones con las restricciones propuestas para el modelo de programación de corto plazo y contrastándolas con su alternativa constreñida, en general, la cantidad total de variables para todos los casos se mantiene constante, no así la cantidad de restricciones, lo cual dependerá de la combinación de restricciones que se defina para resolver el problema. En algunos casos la función objetivo varía levemente al comparar distintas modelaciones para una misma restricción, esto puede estrecharse utilizando un menor gap en el criterio de convergencia del solver.

La formulación constreñida para la mayoría de los casos aporta en disminuir el tiempo de resolución, alcanzado reducciones de tiempo que van desde un 8 % a un 20 %. Dicho aporte se cuantifica de distinta forma dependiendo de la complejidad del problema. Por lo tanto se propone la combinación óptima de restricciones las cuales obtienen el mejor tiempo de resolución.

Se determinó que el factor de escalamiento que mejora el número de condición del problema lineal para los embalses del SEN corresponde a 1000 millones de metros cúbicos (hm^3) lo cual es similar a lo obtenido para la programación de largo plazo [56].

Este trabajo representa un aporte al proceso de programación de corto plazo que realiza un operador independiente de un sistema hidrotérmico, ya que esta es una herramienta flexible y modular en la cual se han propuesto restricciones que actualmente otras herramientas no pueden modelar como también una actualización de formulaciones eficientes que permiten alcanzar menores tiempos de resolución. Se han considerado restricciones de las unidades térmicas, restricciones de unidades hidráulicas, restricciones de unidades del tipo ERNC, restricciones del sistema de transmisión, restricciones de sistemas de almacenamiento de energía y restricciones de operación.

1. Propuestas para trabajo futuro

- Programar la herramienta en otro lenguaje de programación como por ejemplo en *Julia* con el objeto de evaluar si este reciente lenguaje de programación es más eficiente con respecto a *pyomo* en Python para resolver problemas del tipo *MILP*. Lo anterior podría mejorar la velocidad de construcción del modelo.
- Incorporar más restricciones del tipo lineal entero mixto al modelo con el fin de disminuir aún más la brecha existente entre la programación a corto plazo y el despacho real. Sobre todo en embalses y unidades hidráulicas.
- Incorporar restricciones que permitan modelar automatismos de reducción de generación a prorrata de las centrales que tienen incidencia en los flujos de energía que transitan por alguna línea o un conjunto de líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional.
- Incorporar una nueva modelación para las pérdidas de transmisión en las líneas considerando variables enteras para la formulación de flujo DC seccionado en tramos (de igual o distinto tamaño) y que sea consecuente con la modelación de conexión y desconexión de líneas propuesta en este trabajo. Esto evitaría que se produzcan pérdidas “no físicas” en las líneas.
- Programar la herramienta considerando etapas variables o con menor tiempo de duración como por ejemplo de 15 min en vez de 1 hora. Esto sería útil para considerar perfiles eólicos y/o solares pronosticados en los parques existentes del SEN.
- Desarrollar esta misma herramienta acompañada de una interfaz gráfica en otro lenguaje de programación como lo podría ser *Java*, *Ruby*, *C++* o *C#* entre otros, los cuales también utilizan la metodología de programación orientada a objetos. Esto permitiría evaluar otros solvers de optimización comerciales que aún no tienen librerías en *Python* y que actualmente son competencia de los solvers *GUROBI* Y *CPLEX*.
- Debido al carácter exploratorio de este estudio, se recomienda investigar más a fondo las potenciales ventajas de las formulaciones constreñidas mediante experimentos computacionales más exhaustivos.

Bibliografía

- [1] “Climate Scope” [Online]. Disponible en: <http://global-climatescope.org/>
- [2] “Renewable Energy World” [Online]. Disponible en: <https://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2018/08/23/battery-energy-storage-systems-bess-worthwhile-investment.html>
- [3] Ley eléctrica: DFL N°4. Disponible en: https://www.cdec-sic.cl/imagenes/contenidos/File/normativa/Ley_electrica/DFL_N4.pdf
- [4] Sitio web motor de optimización GUROBI. Disponible en: <http://www.gurobi.com/documentation/5.0/reference-manual/node522>
- [5] Sitio web motor de optimización CPLEX. Disponible en: <http://www-01.ibm.com/software/integration/optimization/cplex-optimizer>.
- [6] Sitio web motor de optimización de XPRESS. Disponible en: <http://www.fico.com/en/Products/DMTools/xpress-overview/Pages/Xpress-Optimizer.aspx>.
- [7] “Python Software Foundation.” [Online]. Disponible en: <https://www.python.org/>
- [8] José M. Arroyo, and Antonio J. Conejo, “Modeling of Start-Up and Shut-Down Power Trajectories of Thermal Units”. IEEE Transactions on Power Systems, August 2004.
- [9] J. Aghaei, A. Ahmadi, H. A. Shayanfar, A. Rabiee, “Mixed integer programming of generalized hydro-thermal self-scheduling of generating units”. Shiraz University of Technology, Shiraz, Iran. May 4, 2012.
- [10] Lee, F.N., “Short-term thermal unit commitment. A new method” IEEE Transactions on Power Systems, Oklahoma Univ., USA, May 1988
- [11] Wood, A. J., Wollenberg, “Power Generation Operation and Control” B. F.: Wiley-Interscience, Second Edition, 1996.
- [12] José M. Arroyo, and Antonio J. Conejo, “Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market” IEEE Transactions on Power Systems, August 2000.
- [13] A. L. Diniz, “Test Cases for Unit Commitment and Hydrothermal Scheduling Problems” IEEE Transactions on Power Systems, State University of Rio de Janeiro, 2010.

-
- [14] Miguel Carrión, and José M. Arroyo, “A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem”
IEEE Transactions on Power Systems, August 2006.
- [15] R.H. Kerr, J. L. Scheidt, A. J. Fontana, J. K. Wiley., “Unit commitment”
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1966.
- [16] CDEC-SIC, “Modelo de simulación y participación de flujos”
Dirección de Peajes del CDEC-SIC, 2016
- [17] Costas G. Baslis, Anastasios G. Bakirtzis, “A MIP Approach to the Yearly Scheduling Problem of a Mixed Hydrothermal System”
IEEE Transactions on Power Systems. Departament of Electrical and Computer Engineering, Aristotle University of Thessaloniki, Greece, 2008.
- [18] Sergio Pereira, Paula Ferreira, A. Ismael F. Vaz., “Short-term scheduling model for a wind-hydro-thermal electricity system”
The 25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. University of Minho, Guimaraes, Portugal, June 26-29, 2012.
- [19] Laura Bahiense, Gerson C. Oliveira, Mario Pereira, and Sergio Granville, “A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion”
IEEE Transactions on Power Systems, August 2001.
- [20] Emily Bartholomew Fisher, Richard P. O’Neill, Michael C. Ferris, “Optimal Transmission Switching”
IEEE Transactions on Power Systems, July 2007.
- [21] Kory W. Hedman, Richard P. O’Neill, Emily Bartholomew Fisher, and Shmuel S. Oren, “Transmission Unit Commitment for Optimal Dispatch - Sensitivity Analysis and Extensions”
IEEE Transactions on Power Systems, September 2007.
- [22] Kory W. Hedman, Richard P. O’Neill, Emily Bartholomew Fisher, and Shmuel S. Oren, “Optimal Transmission Switching-Sensitivity Analysis and Extensions”
IEEE Transactions on Power Systems, August 2008.
- [23] M. Arun Bhaskar, A. A Jimoh, , “Available Transfer Capability Calculation Using PTDF and Implementarion of Optimal Power Flow in Power Markets”
International Conference on Renewable Energy Research and Applications, IEEE, November 2016.
- [24] E.B. Obio, and J. Mutale, “A comparative analysis of energy storage and N-1 network security in transmission expansion planning”
International Universities Power Engineering Conference, IEEE, September 2015.
- [25] M. Khanabadi, H. Ghasemi, , “Transmission Congestion Management through Optimal Transmission Switching”
Power and Energy Society General Meeting, IEEE, July 2011.

- [26] Clayton Barrows, and Seth Blumsack, "Transmission Switching in the RTS-96 Test System"
IEEE Transactions on Power Systems, May 2012.
- [27] J. David Fuller, Raynier Ramasra, and Amanda Cha, "Fast Heuristics for Transmission-Line Switching"
IEEE Transactions on Power Systems, August 2012.
- [28] Y. L. Cong, and T. Niimura, T. Siu, "Transmission Security-Responsible Optimal Scheduling of Hydro-Generation System Under a Competitive Environment"
Power Engineering Society General Meeting, IEEE, Vol. 3, pp. 2746-2751, June 2005.
- [29] J. G. Waight, F. Albuyeh, A. Bose., "Scheduling of generation and reserve margin using dynamic and linear programming"
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, May 1981.
- [30] C. Wang, S. M. Shahidehpour, D. S. Kirschen, S. Mokhari, G. D. Irisarri., "Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented lagrangian relaxation"
IEEE Transactions on Power Systems, Volumen 10, issue 3, August 1995.
- [31] Rahmat Aazami, Mahmoud Reza Haghifam, Kaveh Aflaki, "Stochastic Energy and Spinning Reserve Market with Considering Smart Transmission Switching Action"
Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), IEEE, Jan 2012.
- [32] Kory W. Hedman, Richard P. O'Neill, Emily Bartholomew Fisher, and Shmuel S. Oren, "Optimal Transmission Switching With Contingency Analysis"
Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 25-29 July 2010.
- [33] Amin Khodaei and Mohammad Shahidehpour, "Transmission Switching in Security-Constrained Unit Commitment"
IEEE Transactions on Power Systems, November 2010.
- [34] Yong Fu, Mohammad Shahidehpour, "Fast SCUC for Large-Scale Power Systems"
IEEE Transactions on Power Systems, November 2007.
- [35] Ibrahim Alsaidan, Amin Khodaei and Wenzhong Gao, "Determination of Optimal Size and Depth of Discharge for Battery Energy Storage in Standalone Microgrids"
IEEE Transactions on Power Systems, 2016.
- [36] Ibrahim Alsaidan, Amin Khodaei and Wenzhong Gao, "Optimal Design of Battery Energy Storage in Standalone Brownfield Microgrids"
Department of Electrical and Computer Engineering, University of Denver, CO, US, 2017.
- [37] Rufeng Zhang, Houhe Chen, Xue Li, Tao Jiang, Guoqing Li, "Low-carbon Economic Dispatch Model with Combined Wind-Storage System and Carbon Capture Power Plants"
Dept. of Electrical Engineering Northeast Electric Power University, Jilin, China, 2017.

- [38] Ibrahim Alsaïdan, Amin Khodaei and Wenzhong , “A Comprehensive Battery Energy Storage Optimal Sizing Model for Microgrid Applications”
IEEE Transactions on Power Systems, 2017.
- [39] Abdulla Ahmed, Tong Jiang, “Integration of Hybrid Wind/Battery System into Diesel Power Plant”
International Conference on Computer, Control, Electrical, and Electronics Engineering (ICCCEEE), 2018.
- [40] Arne van Stiphout, , “Short-Term Operational Flexibility in Long-Term Generation Expansion Planning”
Arenberg Doctoral School, Faculty of Engineering Science, PhD thesis, Ene, 2017.
- [41] Peter Pflaum, M. Alamir, M.Y. Lamoudi, “Battery sizing for PV power plants under regulations using randomized algorithms”
Renewable Energy Journal, WREN, 2017.
- [42] C. Suazo-Martínez, E. Pereira-Bonvallet and R. Palma-Behnke, “A Simulation Framework for Optimal Energy Storage Sizing”
Energies Journal, MDPI, 2014.
- [43] Kenneth Bruninx, Yury Dvorkin, Erik Delarue , “Coupling Pumped Hydro Energy Storage With Unit Commitment”
IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016.
- [44] Arne van Stiphouta,b, Tom Brijsa, Ronnie Belmansa, Geert Deconincka, , “Quantifying the importance of power system operation constraints in power system planning models: A case study for electricity storage”
Journal of Energy Storage, 2017.
- [45] Rodrigo Moreno, Roberto Moreira and Goran Strbac, “A MILP model for optimising multi-service portfolios of distributed energy storage”
Applied Energy, 2014.
- [46] David Pozo, Javier Contreras, and Enzo E. Sauma, “Unit Commitment with Ideal and Generic Energy Storage Units”
IEEE Transactions on Power Systems, 2014.
- [47] C. Suazo-Martínez, E. Pereira-Bonvallet, R. Palma-Behnke, and Xiao-Ping Zhang, “Impacts of Energy Storage on Short Term Operation Planning Under Centralized Spot Markets”
IEEE Transactions on Smart Grid, 2014.
- [48] James Ostrowski, Miguel F. Anjos and Anthony Vannelli, “Tight Mixed Integer Linear Programming Formulations for the Unit Commitment Problem”
IEEE Transactions on Power Systems, 2012.
- [49] Deepak Rajan , Samer Takriti, “Minimum Up/Down Polytopes of the Unit Commitment Problem with Start-Up Costs”
IBM Research Report, 2005.

- [50] C. Gentile, G. Morales and A. Ramos, “A Tight MIP Formulation of the Unit Commitment Problem with Star-up and Shut-down Constraints”
Institute for Research in Technology (IIT) of the School of Engineering (ICAI),
Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Spain, 2014.
- [51] James Ostrowski, Miguel F. Anjos and Anthony Vannelli, “Tight MIP formulations of the power-based unit commitment problem”
Article published with open access at Springerlink.com, 2015.
- [52] James Ostrowski, Miguel F. Anjos and Anthony Vannelli, “A State Transition MIP Formulation for the Unit Commitment Problem”
IEEE Transactions on Power Systems, 2018.
- [53] Open source [Mixed-Integer] Linear Programming system. Scaling. [Online]. Disponible en <http://lpsolve.sourceforge.net/5.5/scaling.htm>
- [54] Fernando Ordóñez and Robert M. Freund, “Computational Experience and the Explanatory Value of Condition Measures for Linear Optimization”
February 2003.
- [55] Nocedal, J.A. and Wright, S.J. “Numerical Optimization”.
Springer Series in Operations Research Series, Edition 2, 2006.
- [56] Centro de Energía de la Universidad de Chile. “Mejoras software de programación de Largo Plazo - Estabilidad y Convergencia”. CDEC-SIC, abril 2013.
- [57] “Manual de Procedimientos CDEC-SIC: Programación de Corto Plazo o Programa Diario”. Disponible en:
https://www.cdec-sic.cl/documentos_n_regl_es.php?subcategoria_id=2
- [58] “Manual de Procedimientos CDEC-SIC: Programación Semanal”. Disponible en:
https://www.cdec-sic.cl/documentos_n_regl_es.php?subcategoria_id=2
- [59] Miguel Carrión, and José M. Arroyo, “A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem”.
IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, NO. 3, pp.1371-1378 August, 2006.
- [60] José M. Arroyo, and Antonio J. Conejo, “Modeling of Start-Up and Shut-Down Power Trajectories of Thermal Units”.
IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, NO. 3, pp.1562-1568 August, 2004.
- [61] S. P. Hung, C. F. Tseng, M. F. Kao, F. F. Chen, Gary W. Chang, C. S. Chuang, and Simon Cheng, “Mixed Integer Linear Programming-Based Approach for Emission Constrained Unit Commitment”
IEEE Transactions on Power Systems, 2006.
- [62] J. Aghaei, A. Ahmadi, H. A. Shayanfar, A. Rabiee., “Mixed integer programming of generalized hydro-thermal self-scheduling of generating units”
Shiraz University of Technology, Shiraz, Iran. May 4, 2012.

- [63] Esteban Gil, "Programación de la generación de corto plazo en Sistemas Hidrotérmicos usando Algoritmos Genéticos"
Tesis Magíster en Cs. de la Ingeniería Eléctrica, UTFSM, 2001.
- [64] Rodrigo Palma Behnke, Libro "El Rayo domado: Sistemas eléctricos de potencia".
Santiago de Chile : Prentice Hall - Pearson Educación, Primera edición, 2008.
- [65] Wood, A. J., Wollenberg, "Power Generation Operation and Control"
B. F.: Wiley-Interscience, Second Edition, 1996.
- [66] José M. Arroyo, and Antonio J. Conejo, "Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market"
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, NO. 3, pp. 1098-1104, August 2000.
- [67] Juan Marcos Donoso, "Programación Diaria como un problema de Programación Mixta"
Memoria de Titulación Ingeniero Electricista, UTFSM, 2007.
- [68] Costas G. Baslis, Anastasios G. Bakirtzis, "A MIP Approach to the Yearly Scheduling Problem of a Mixed Hydrothermal System"
IEEE Transactions on Power Systems. Department of Electrical and Computer Engineering, Aristotle University of Thessaloniki, Greece, 2008.
- [69] Dan Streiffert, Russ Pholbrick, and Andre Ott, "A Mixed Integer Programming Solution for Market Clearing and Reliability Analysis"
IEEE Transactions on Power Systems, USA, 2005.
- [70] Mario Pereira, Nora Campodónico, Rafael Kelman. "Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models"
Power Systems Research Inc., PSRI Rio de Janeiro, Brazil, 1998.
- [71] A. L. Diniz, "Test Cases for Unit Commitment and Hydrothermal Scheduling Problems"
IEEE Transactions on Power Systems, State University of Rio de Janeiro, 2010.
- [72] Laura Bahiense, Gerson C. Oliveira, Mario Pereira, and Sergio Granville, "A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion"
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, NO. 3, pp. 560-565 August, 2001.
- [73] Emily Bartholomew Fisher, Richard P. O'Neill, Michael C. Ferris, "Optimal Transmission Switching"
IEEE Transactions on Power Systems, July, 2007.
- [74] Kory W. Hedman, Richard P. O'Neill, Emily Bartholomew Fisher, and Shmuel S. Oren, "Transmission Unit Commitment for Optimal Dispatch - Sensitivity Analysis and Extensions"
IEEE Transactions on Power Systems, september, 2007.
- [75] Kory W. Hedman, Richard P. O'Neill, Emily Bartholomew Fisher, and Shmuel S. Oren, "Optimal Transmission Switching-Sensitivity Analysis and Extensions"
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, NO. 3, pp. 1469-1479, August, 2008.

-
- [76] Rahmat Aazami, Mahmoud Reza Haghifam, Kaveh Aflaki, "Stochastic Energy and Spinning Reserve Market with Considering Smart Transmission Switching Action" Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), IEEE, 16-20 Jan, 2012.
- [77] Yong Fu, Mohammad Shahidehpour, "Fast SCUC for Large-Scale Power Systems" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, NO. 4, November, 2007.
- [78] J. David Fuller, Raynier Ramasra, and Amanda Cha, "Fast Heuristics for Transmission-Line Switching" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, issue 3, pp. 1377-1386 Aug, 2012.
- [79] Clayton Barrows, and Seth Blumsack, "Transmission Switching in the RTS-96 Test System" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, issue 2, pp. 1134-1135 May, 2012.
- [80] Kwok W. Cheung, "Economic Evaluation of Transmission Outages and Switching for Market and System Operations" Power and Energy Society General Meeting, IEEE, pp. 1-6, 24-29 July, 2011.
- [81] Clayton Barrows, and Seth Blumsack, "Optimal Transmission Switching Analysis and Marginal Switching Results" Power and Energy Society General Meeting, IEEE, pp. 1-3, 24-29 July, 2011.
- [82] M. Khanabadi, H. Ghasemi, "Transmission Congestion Management through Optimal Transmission Switching" Power and Energy Society General Meeting, IEEE, pp. 1-5, 24-29 July, 2011.
- [83] Kory W. Hedman, Shmuel S. Oren, Richard P. O'Neill, "Revenue Adequacy Constrained Optimal Transmission Switching" 44th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS), pp. 1-10, 4-7 Jan, 2011.
- [84] Amin Khodaei and Mohammad Shahidehpour, "Transmission Switching in Security-Constrained Unit Commitment" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, Issue 4, pp. 1937-1945, November, 2010.
- [85] Amin Khodaei, Mohammad Shahidehpour, and Saeed Kamalinia, "Transmission Switching in Expansion Planning" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, Issue 3, pp. 1722-1733, August, 2010.
- [86] Kory W. Hedman, Richard P. O'Neill, Emily Bartholomew Fisher, and Shmuel S. Oren, "Optimal Transmission Switching With Contingency Analysis" Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 25-29 July 2010.
- [87] Y. L. Cong, and T. Niimura, T. Siu, "Transmission Security-Responsible Optimal Scheduling of Hydro-Generation System Under a Competitive Environment" Power Engineering Society General Meeting, IEEE, Vol. 3, pp. 2746-2751, June 2005.

- [88] Hossein Daneshi, Azim Lotfjou Choobari, "Mixed Integer Programming Method to Solve Security Constrained Unit Commitment with Restricted Operating Zone Limits". IEEE Transactions on Power Systems, 2008.
- [89] "Estadísticas de Operación 2020". Comisión Nacional de Energía. Disponible en: <http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>
- [90] G. Mitra, "Investigation of some Branch and Bound Strategies for the solution of mixed Integer Lineas Programs" Math. Prog., 4, 1973, Vol. 4, pp 155-170
- [91] Lee, F.N., "Short-term thermal unit commitment. A new method" IEEE Transactions on Power Systems, Oklahoma Univ., USA, May 1988
- [92] R.H. Kerr, J. L. Scheidt, A. J. Fontana, J. K. Wiley., "Unit commitment" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1996.
- [93] Sayeed Salam., "Unit Commitment Solution Methods" Dept of Computer Science and Engineering, BRAC University, Bangladesh, December 2007.
- [94] C. K. Pang, H. C. Chen., "Optimal short-term unit commitment" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, August 1976.
- [95] J. G. Waight, F. Albuyeh, A. Bose., "Scheduling of generation and reserve margin using dynamic and linear programming" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, May 1981.
- [96] A. M. Geoffrion., "Generalized Benders decomposition" Journal of Optimization Theory and Application, 1972.
- [97] H. Habibollahzadeh, J. A. Bubenko., "Application of decomposition techniques to short-term operation planning of hydrothermal power system" IEEE Transactions on Power Systems, February 1986.
- [98] F. Zhuang, F. D. Galiana., "Towards a more rigorous and practical unit commitment by lagrangian relaxation" IEEE Transactions on Power Systems, November 1987.
- [99] S. Virmani, E. C. Adrian, K. Imhof, S. Mukherjee., "Implementation of a Lagrangian Relaxation based unit commitment problem" IEEE Transactions on Power Systems, October 1989.
- [100] S. K. Tong, S. M. Shahidehpour., "Combination of lagrangian relaxation and linear programming approaches for fuel constrained unit commitment problem" IEE Proceedings C, Vol. 136, issue 3, May 1989.
- [101] C. Wang, S. M. Shahidehpour, D. S. Kirschen, S. Mokhari, G. D. Irisarri., "Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an aumented lagrangian relaxation" IEEE Transactions on Power Systems, Volumen 10, issue 3, August 1995.

- [102] J. M. Arroyo, A. J. Conejo, N. Jiménez Redondo., “Aplicación de algoritmos genéticos a la programación horaria de centrales térmicas. Contrastación mediante la relajación lagrangiana”
Actas de las V Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Julio 1997.
- [103] J. M. Arroyo, A. J. Conejo, N. Jiménez Redondo., “Programación horaria de centrales térmicas mediante algoritmos genéticos de punto interior”
Informática y Automática, Vol. 29, NO. 1, pp. 39-52, Marzo 1996.
- [104] T. T. Maifeld, G.B. Sheblé., “Genetic-based unit commitment algorithm”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, Issue 3, August 1996.
- [105] S. O. Orero and M. R. Irving. Brunel, “A genetic algorithm modelling framework and solution technique for short term optimal hydrothermal scheduling”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, NO. 2, May 1998.
- [106] Sergio Pereira, Paula Ferreira, A. Ismael F. Vaz., “Short-term scheduling model for a wind-hydro-thermal electricity system”
The 25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. University of Minho, Guimarães, Portugal, June 26-29, 2012.
- [107] V. H. Hinojosa, C. Leyton. “Shot-term hydrothermal generation scheduling solved with a mixed-binary evolutionary particle swarm optimizer”
Department of Electrical Engineering, Universidad Técnica Federico Santa María, Av. España 1680, Valparaíso, Chile, año 2012.
- [108] Método Branch and Bound 1. Disponible en:
<http://www.imada.sdu.dk/~jbj/heuristikker/TSPtext.pdf>
- [109] Método Branch and Bound 2. Disponible en:
<http://www.columbia.edu/~cs2035/courses/ieor4600.S07/bb-lecb.pdf>
- [110] Sitio web motor de optimización CPLEX. Disponible en:
<http://www-01.ibm.com/software/integration/optimization/cplex-optimizer>.
- [111] Sitio web motor de optimización GUROBI. Disponible en:
<http://www.gurobi.com/documentation/5.0/reference-manual/node522>
- [112] Sitio web motor de optimización de XPRESS. Disponible en:
<http://www.fico.com/en/Products/DMTools/xpress-overview/Pages/Xpress-Optimizer.aspx>.
- [113] Sitio web motor de optimización de MOSEK. Disponible en:
<http://docs.mosek.com/6.0/pyapi/index.html>.
- [114] Sitio web del programa Python. Disponible en:
<http://www.python.org/>
- [115] Sitio web de la asignatura de programación USM. Disponible en:
<http://http://progra.usm.cl/apunte/materia/programas.html>

-
- [116] Zed A. Shaw, “Learn Python The Hard Way”. January 21, 2012.
- [117] Manual de Python. Disponible en:
<http://es.tldp.org/Presentaciones/200309hispalinux/15/15.pdf>
- [118] Librería de lectura de archivo .xls en Python. Disponible en:
<http://pypi.python.org/pypi/xlrd>
- [119] Manual de Librerías xlrd y xlwt en Python: Disponible en:
<http://www.simplistix.co.uk/presentations/python-excel.pdf>
- [120] Archivos .csv en Python: Disponible en:
<http://docs.python.org/2/library/csv.html>
- [121] Librería de escritura de archivo .xls en Python. Disponible en:
<http://pypi.python.org/pypi/xlwt>
- [122] Sitio POO 1. Disponible en:
<http://www.dc.uba.ar/materias/int-com/2011/cuat1/Descargas/Clases%20y%20Objetos%20en%20Python.pdf>
- [123] Sitio POO 2. Disponible en:
<http://mundogeek.net/archivos/2008/03/05/python-orientacion-a-objetos/>
- [124] Sitio POO 3. Disponible en:
<http://luis.izqui.org/resources/ProgOrientadaObjetos.pdf>
- [125] Sitio POO 4. Disponible en:
<http://blog.rvburke.com/2006/11/22/programacion-orientada-a-objetos-en-python/>
- [126] Mario W., “Número de condición y matrices aleatorias”
Licenciatura en matemáticas, Universidad de la República de Montevideo, Uruguay. 11 de noviembre de 2005.
- [127] Francisco R. Villatoro, Carmen M. García, Juan I. Ramos, “Métodos directos para ecuaciones lineales”
14 de noviembre de 2002.
- [128] A.M. Turing, “Rounding-off errors in matrix processes”
Quart. J. Mech. Appl. Math. (1948), 287-308
- [129] Von Neumann; H. Goldstine, “Numerical inverting of matrices of high order”
Bull. Amer. Math. Soc. (1947), 1021-1099.
- [130] Jordi Castro, “Una introducción al método de escalado afín para programación lineal”
Statistics and Operations Research Dept. UPC, february 2000.
- [131] Chin-Chieh Chang, John P. Chandler, “An Approximate Equation for the Condition Numbers of Well-scaled Matrices”
Proceedings of The 2008 IAJC-IJME International Conference, USA.

1. Anexo A

1.1. Información del SEN

Al 31 de enero de 2020, la potencia instalada en el SEN presentaba la siguiente composición, [89].

Tipo de aporte	Potencia [MW]	Porcentaje [%]
Solar	2721,9	10,8
Eólicas	2160,8	8,6
Biomasa	462,3	1,8
Biogas	64,6	0,3
Geotérmica	44,9	0,2
Termoeléctricas	13066,4	51,8
Hidroeléctricas	6717,0	26,6
Total	25237,9	100,00

Tabla 1: Capacidad Instalada en el SEN. Al 31 de enero de 2020