



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# **ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE BOMBEO EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS INTERCONECTADOS**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
MENCION ELÉCTRICA**

**SIXTARY MARGARITA CABRALES PITRE**

**PROFESOR GUÍA:  
LUIS VARGAS DÍAZ**

**MIEMBRO DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO MORENO VIEYRA  
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

**SANTIAGO DE CHILE  
2015**

## RESUMEN

Las energías renovables penetran cada vez más en los sistemas de redes eléctricas interconectados, por lo que surgen nuevos retos para los operadores con el fin de mantener su fiabilidad en circunstancias inciertas. La natural intermitencia de las ENRC juega un papel importante ya que produce un incremento en los requerimientos de rampa del sistema y de reserva operativa, además de un mayor ciclaje de las unidades térmicas. En consecuencia, para integrar altos niveles de generación renovable de manera eficiente es necesario incluir tecnologías de almacenamiento que aumenten la flexibilidad del sistema.

El objetivo de la presente tesis es evaluar el impacto en los costos globales de operación del Sistema Interconectado del Norte Grande y los ingresos percibidos por una central PHSS bajo un modelo de operación de arbitraje con diferentes tasas de penetración de ENRC.

Se propuso una metodología para estudiar la sensibilidad del sistema ante diferentes tasas de penetración de ENRC-Capacidades de PHSS, entre las cuales se evaluaron 50MW, 100MW y 200MW, todas con una capacidad de almacenamiento de 8 horas. También se desarrolló un programa lineal entero mixto que incorpora la operación de las centrales PHSS en un sistema tipo pool obligatorio. Además se introdujeron los modelos de las tecnologías existentes, haciendo énfasis en sus principales restricciones de operación, como máximos y mínimos técnicos; tiempos mínimos de operación y de apagado entre operación, costo de encendido y apagado, aportes máximos de reserva para el control primario y reserva en giro.

Los resultados indican que el factor de penetración de ENRC es determinante para analizar los beneficios que prestan las PHSS. Se calcularon las curvas de ahorro de costos del sistema e ingresos percibidos, destacando que al superar una penetración del 20% de ENRC se hacen atractiva su implementación. Los ahorros en la operación alcanzan el 1.6%, 3.2% y 6.3% para las PHSS de 50 MW, 100MW y 200MW, respectivamente, al llegar a una penetración mayor del 30%. Adicionalmente se demuestra que las centrales PHSS pueden llegar a tener pérdidas en el momento que se aplana la curva de costos marginales debido a la eficiencia de esta tecnología. En el ámbito de la investigación futura se sugiere realizar un modelo que permita evaluar la operación de las PHSS bajo un despacho autónomo que maximice sus utilidades, dentro de un mercado tipo pool obligatorio.

*A mis padres gracias, porque jamás me he sentido sola en el mundo ustedes siempre han estado a mi lado, gracias por protegerme, darme su cariño, apoyo incondicional y hacerme sentir lo valiosa que soy.*

*"Los límites de tus sueños están en tu mente;  
el poder para alcanzarlos, en tu corazón"*

*Cholo Simeone*

## Agradecimientos

---

Agradezco en primer lugar a mis padres por su cariño, guía y apoyo durante toda mi vida, en especial, por depositar toda su confianza en las decisiones que he tomado. El esfuerzo y los objetivos logrados son inspirados y dedicados a ustedes.

También agradezco a mi familia, quienes siempre me han alentado a seguir adelante y desde la distancia me han apoyado incondicionalmente. Agradezco a mis hermanos, Sixtamy y Enrique por su constante ánimo e inyección de alegrías.

Agradezco a mis profesores guía Luis Vargas y Rodrigo Moreno por su dedicación, orientación, enseñanzas y el apoyo brindado durante el desarrollo del presente trabajo. De igual manera agradezco por sus aportes al Centro de Energía de la Universidad de Chile, en especial a Carlos Benavides.

Gracias a Raul mi prometido y su familia por haberme brindado todo el apoyo necesario para cumplir esta meta.

A la familia formada en la Universidad de Chile: Enrique, Fabian, Oscar, Nataly, Benjamín, Henry, Jorge, Janick, Diego y a todos los que he conocido en el camino; gracias por hacerme sentir como en casa.

Finalmente, a mis amigos de siempre y los que he conocido en estos años en Chile, agradezco su compañía, aliento y el estar presentes de cualquier forma en los momentos indicados. Gracias por ayudarme a cruzar con firmeza este camino.

## **Tabla de Contenido**

<b>Índice de ilustraciones .....</b>	<b>XI</b>
<b>Índice de tablas .....</b>	<b>XIV</b>
<b>Listado de abreviaciones .....</b>	<b>XVI</b>
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Motivación.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Objetivos de la investigación .....</b>	<b>3</b>
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos .....	3
<b>1.3 Alcances .....</b>	<b>4</b>
<b>1.4 Estructura de la tesis .....</b>	<b>4</b>
<b>CAPÍTULO 2 CONCEPTOS EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE BOMBEO</b>	<b>6</b>
<b>2.1 Definición.....</b>	<b>6</b>
<b>2.2 Clasificación de las centrales PHSS .....</b>	<b>7</b>
2.2.1 Clasificación según configuración de equipos .....	7
2.2.2 Clasificación según criterio de ubicación de los reservorios.....	10
2.2.3 Clasificación asignada por la Corporación de Ingenieros de la Fuerza Armada Estadounidense. ....	11
<b>2.3 Servicios complementarios proporcionados por las PHSS .....</b>	<b>12</b>
2.3.1 Seguimiento de carga.....	12
2.3.2 Regulación de frecuencia.....	13

2.3.3	Reserva en giro .....	13
2.3.4	Control de voltaje: .....	14
<b>2.4</b>	<b>Estado mundial de las PHSS .....</b>	<b>14</b>
<b>CAPÍTULO 3 MODELO DE OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.....</b>		<b>18</b>
<b>3.1</b>	<b>Optimización de la operación .....</b>	<b>18</b>
<b>3.2</b>	<b>Propuesta de modelo de operación en un mercado tipo pool obligatorio.....</b>	<b>20</b>
3.2.1	Función objetivo .....	20
3.2.2	Balance de potencia .....	20
	Restricción de la Demanda .....	21
3.2.3	Modelación de la central hidroeléctrica de bombeo .....	21
3.2.4	Centrales de fuentes renovables .....	23
3.2.5	Centrales térmicas.....	23
3.2.6	Requerimientos de reserva.....	26
<b>CAPÍTULO 4 METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE DATOS.....</b>		<b>29</b>
<b>4.1</b>	<b>Metodología utilizada.....</b>	<b>29</b>
<b>4.2</b>	<b>Análisis de Datos.....</b>	<b>31</b>
4.2.1	Perfil de demanda eléctrica, proyecciones eólicas y solares .....	31
	Demanda eléctrica .....	31
	Perfil de potencia eólica .....	32
	Perfil de potencia solar .....	33
	Escenarios de Penetración de ERNC.....	33
4.2.2	Datos del parque existente considerado .....	34
4.2.3	Características de las centrales de bombeo propuestas .....	35
<b>CAPÍTULO 5 ANÁLISIS Y RESULTADOS.....</b>		<b>36</b>

<b>5.1 Casos de estudio</b> .....	<b>36</b>
5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 0,6%(escenario 1).....	36
<b>Análisis del caso base</b> .....	<b>37</b>
<b>Análisis de la operación con la central PHSS 1 (C1-01)</b> .....	<b>39</b>
<b>Análisis de la operación con la central PHSS 2 (C2-01)</b> .....	<b>40</b>
<b>Análisis de la operación con la central PHSS 3 (C3-01)</b> .....	<b>41</b>
5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 1.21% (escenario 2).....	44
<b>Análisis del caso base (CB-02)</b> .....	<b>44</b>
<b>Análisis de la operación con la central PHSS 1 (C1-02)</b> .....	<b>47</b>
<b>Análisis de la operación con la central 2 y 3 (C2-02, C3-02)</b> .....	<b>48</b>
5.1.2 Resultados con penetración de ENRC 2.43% (escenario 3).....	50
<b>Análisis de los casos de operación</b> .....	<b>51</b>
5.1.3 Resultados con penetración de ENRC 7.28% (escenario 4).....	53
<b>Análisis del caso base (CB-04)</b> .....	<b>54</b>
<b>Análisis de la operación con la central PHSS 1 (C1-04)</b> .....	<b>56</b>
<b>Análisis de la operación con la central PHSS 2 (C2-04)</b> .....	<b>57</b>
<b>Análisis de la operación con la central PHSS 3 (C3-04)</b> .....	<b>58</b>
5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 10.83% (escenario 5).....	59
<b>Análisis de los casos de operación</b> .....	<b>59</b>
5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 14.57% (escenario 6).....	62
<b>Análisis de los casos de operación</b> .....	<b>62</b>
5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 18.21% (escenario 7).....	65



<b>Análisis de los casos de operación .....</b>	<b>66</b>
5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 24.28% (escenario 8).....	69
<b>Análisis de los casos de operación .....</b>	<b>69</b>
5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 35.21% (escenario 9).....	73
<b>Análisis del caso base CB-09.....</b>	<b>73</b>
<b>Análisis de la operación con la central PHSS 1 (C1-09).....</b>	<b>75</b>
<b>Análisis de la operación con la central PHSS 2 (C2-09).....</b>	<b>76</b>
<b>Análisis de la operación con la central PHSS 3 (C3-09).....</b>	<b>77</b>
<b>5.2 Resumen de costos de operación .....</b>	<b>78</b>
<b>CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTUROS.....</b>	<b>82</b>
<b>6.1 Conclusiones.....</b>	<b>82</b>
<b>6.2 Trabajos futuros .....</b>	<b>84</b>
<b>CAPÍTULO 7 BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>85</b>
<b>CAPÍTULO 8 ANEXOS .....</b>	<b>89</b>
<b>Anexo 1 Centrales PHSS a nivel mundial .....</b>	<b>89</b>
<b>Anexo 2 Detalle de los escenarios de operación .....</b>	<b>89</b>
<b>Anexo 3 Perfil de demanda eléctrica, proyecciones eólicas y solares .....</b>	<b>89</b>
<b>Anexo 4 Detalles del parque generador .....</b>	<b>89</b>
<b>Anexo 5 Nomenclatura.....</b>	<b>90</b>

<b>Anexo 6 Pre-despacho de las centrales PHSS .....</b>	<b>92</b>
<b>Anexo 7 Resumen de escenarios de operación .....</b>	<b>93</b>
<b>Anexo 8 Reservas en giro .....</b>	<b>97</b>
<b>Anexo 9 Resumen de costos de operación y utilidades.....</b>	<b>98</b>

## Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Central hidroeléctrica de bombeo PHSS [10] .....	6
Ilustración 2: Configuración ternarios de unidades para una central PHSS - fuentes [14] .....	8
Ilustración 3: Configuración Ternaria de Eje Vertical-fuente [15] .....	9
Ilustración 4: Configuración binarias unidades para una central PHSS Fuente [14] .....	10
Ilustración 5: Centrales PHSS Convencionales [fuente propia].....	11
Ilustración 6: Capacidad instalada de PHSS en principales países (2012)-Fuente [21].....	16
Ilustración 7: Aproximación lineal por tramos de curva de costo de una central térmica [30].	24
Ilustración 8: Resumen de la metodología de la investigación .....	29
Ilustración 9: Metodología del trabajo.....	30
Ilustración 10: Perfil de demanda [Fuente propia] .....	32
Ilustración 11: Escenarios de operación [Fuente propia] .....	33
Ilustración 12: Unit commitment -Escenario 1 [fuente propia].....	38
Ilustración 13: Escenario 1 Caso base-CMG [fuente propia].....	39
Ilustración 14: Despacho de la central PHSS 50 MW [Fuente propia] .....	40
Ilustración 15: Despacho de la central PHSS 100 MW [Fuente propia] .....	41
Ilustración 16: Despacho de la central PHSS 200 MW [fuente propia].....	42
Ilustración 17: Costos marginales del escenario 1 [Fuente propia].....	43
Ilustración 18: Unit Commitment Escenario 2 [Fuente propia] .....	45
Ilustración 19: Escenario 2 Caso base-CMG [Fuente propia] .....	46
Ilustración 20: Despacho de la central PHSS 50 MW [Fuente propia] .....	48
Ilustración 21: Despacho de la central PHSS 100-200 MW [Fuente propia].....	49
Ilustración 22: Costos marginales del escenario 2 [Fuente propia].....	50

Ilustración 23: Costos marginal del escenario 3 [Fuente propia] .....	51
Ilustración 24: Unit commitment -Escenarios 3 [Fuente propia] .....	52
Ilustración 25: Escenario 4 Caso base-CMG [Fuente propia] .....	54
Ilustración 26: Unit Commitment Caso base -Escenarios 4 [Fuente propia] .....	55
Ilustración 27 Despacho de la central PHSS 50 MW [fuente propia] .....	56
Ilustración 28: Despacho de la central PHSS 100 MW [Fuente propia] .....	57
Ilustración 29: Despacho de la central PHSS 200 MW [Fuente propia] .....	58
Ilustración 30: Costos marginal del escenario 5 [Fuente propia] .....	60
Ilustración 31: Unit commitment -Escenarios 5 [Fuente propia] .....	61
Ilustración 32: Costos marginal del escenario 6 [Fuente propia] .....	63
Ilustración 33: Unit Commitment -Escenarios 6 [Fuente propia] .....	64
Ilustración 34: Escenario 7 Caso base-CMG [Fuente propia] .....	65
Ilustración 35: Despacho de la central PHSS- Escenario 7 [fuente propia] .....	66
Ilustración 36: Unit Commitment -Escenarios 7 [Fuente propia] .....	68
Ilustración 37: Despacho de la central PHSS- Escenario 8 [fuente propia] .....	70
Ilustración 38 Unit Commitment -Escenarios 8 [Fuente propia] .....	72
Ilustración 39: Escenario 9 Caso base-CMG [fuente propia] .....	73
Ilustración 40 Unit commitment Escenario 9 [fuente propia] .....	74
Ilustración 41: Despacho de la central PHSS 50 MW [Fuente propia] .....	75
Ilustración 42: Despacho de la central PHSS 100 MW [Fuente propia] .....	77
Ilustración 43: Despacho de la central PHSS 200 MW [Fuente propia] .....	78
Ilustración 45: Resumen de costos de encendido y de apagado del sistema .....	79
Ilustración 44: Ahorro en los costos totales de operación .....	80

Ilustración 46: Utilidad percibida por las centrales PHSS .....	81
Ilustración 47 Composición del Parque Térmico .....	89
Ilustración 48 Reserva el giro Escenario 8 [Fuente propia] .....	97
Ilustración 49 Reserva el giro Escenario 9 [Fuente propia] .....	98
Ilustración 50 resumen de ahorro y utilidad de las PHSS .....	98

## Índice de tablas

Tabla 1: Compañías más importantes de PHSS [12].....	15
Tabla 2: Costos de inversión del PHSS [12] [29].....	17
Tabla 3: Escenarios de operación [Fuente propia] .....	33
Tabla 4: Máximo y mínimo técnico de las centrales térmicas [9].....	34
Tabla 5: Centrales de almacenamiento por bombeo [Fuente propia].....	35
Tabla 6: Costos en el escenario 1 [Fuente propia].....	43
Tabla 7: Costos del escenario 2 [Fuente propia] .....	50
Tabla 8: Costos del escenario 3 [Fuente propia] .....	53
Tabla 9: Costos del escenario 4 [Fuente propia] .....	59
Tabla 10: Costos del escenario 5 [Fuente propia] .....	62
Tabla 11: Costos del escenario 6 [Fuente propia] .....	65
Tabla 12: Costos del escenario 7 [Fuente propia] .....	69
Tabla 13: Costos del escenario 8 [Fuente propia] .....	71
Tabla 14: Costos del escenario 9 [Fuente propia] .....	78
Tabla 16 Resumen de escenario 1 [Fuente propia].....	93
Tabla 17 Resumen de escenario 2 [Fuente propia].....	93
Tabla 18 Resumen de escenario 3 [Fuente propia].....	94
Tabla 19 Resumen de escenario 4 [Fuente propia].....	94
Tabla 20 Resumen de escenario 5 [Fuente propia].....	95
Tabla 21 Resumen de escenario 6 [Fuente propia].....	95
Tabla 22 Resumen de escenario 7 [Fuente propia].....	96
Tabla 23 Resumen de escenario 8[Fuente propia].....	96

Tabla 24 Resumen de escenario 9 [Fuente propia].....97

## Listado de abreviaciones

AG	Algoritmo Genético
CDEC	Centro de Despacho de Carga
CMG	Costo Marginal
CPLEX	Paquete de Software de Optimización
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ENS	Energía No Suministrada
LR	Relajación De Lagrangeana
MILP	Programación Lineal Entero Mixta
PHS	Pumped Hydro Storage System
PMDG	Pequeños Medio de Generación Distribuida
PMIN	Potencia Mínima
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SQL	Structured Query Language
UC	Unit Commitment
UE	Unión Europea



# Capítulo 1    Introducción

---

## 1.1 Motivación

Una de las medidas que ha tenido más auge en los últimos años con el fin de mitigar el calentamiento global ha sido la implementación de fuentes energía renovable. A nivel mundial, entre el 2000 y el 2012 la generación proveniente de renovables aumentó de 0,36 a 0,5 trillones de kWh por año, lo que significa un incremento del 38%[1], mientras que la capacidad instalada de estas fuentes creció un 56% entre el 2009 y 2012, sin incluir generación hidroeléctrica[2].

Cabe señalar que estos medios de generación renovables provienen de un recurso que presenta intermitencia horaria, y a medida que aumenta su penetración en la red insertan una variabilidad que plantea nuevos desafíos en la tarea de garantizar el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad de la forma más económicamente eficiente.

En consecuencia, se necesitan implementar mecanismos para garantizar la seguridad y el mínimo costo de operación del sistema, lo que ha significado el renacimiento y desarrollo de los medios de almacenamiento, en especial las Centrales Hidroeléctricas de Bombeo (PHSS del inglés Pumped Hydro Storage System), que se encontraban hibernando desde el decline del crecimiento de la energía nuclear.

Actualmente las Centrales Hidroeléctricas de Bombeo son una tecnología comercialmente probada a gran escala (>100 MW) con más de 300 plantas instaladas en todo el mundo y con una capacidad total que supera los 120,000 MW (hacia 2011), lo que representa el 99% de la capacidad total instalada de almacenamiento a nivel mundial[3]. En los últimos años se ha producido una oleada de interés en esta tecnología, que ha resultado en la planificación y construcción de una serie de nuevas plantas en Estados Unidos, Europa, la India y Japón[4], [5] y [6].

Chile, al igual que otros países de la región, representa un mercado atractivo para la incorporación de energía renovable, debido a que en toda su extensión geográfica dispone de gran cantidad de recursos naturales. Adicionalmente, el 2013 el Gobierno publicó la ley número 20.698 que “Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales”, norma legal que busca promover la implementación de este tipo de tecnología para diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles, fijando una meta de 20% de participación al 2015, lo que requiere un ingreso de 6.000 MW a 6.500 MW de ERNC[7].

Al respecto, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se encuentran ubicados un total de 7.543,6 MW de proyectos aprobados por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), de los cuales 5.812,1 MW corresponden a iniciativas solares (1.434 MW en calificación y 4.378,1 MW aprobados); 1.681,5 MW a eólicos (440,5 MW en calificación y 1.241 MW aprobados); y 50 MW de geotermia aprobados[7].

En este contexto, en la tesis [8] se demuestra que la inclusión de generación intermitente en el SING para cumplir la ley número 20.698, requerirá una mayor provisión de reservas operacionales (primaria, secundaria y terciaria), así como un mayor encendido y apagado (cycling) de unidades térmicas, y un mayor gasto en combustible cuando las unidades térmicas son operadas bajo su capacidad nominal, por lo que se hace necesario estudiar medidas para mitigar estos efectos, la implementación de PHSS puede resultar una alternativa a considerar, ya que facilitan la entrada de grandes bloques de energía renovables debido a su flexibilidad de operación, encendido rápido, black start (partida en negro) y almacenamiento de los excesos de energía, logrando un mayor aprovechamiento de la energía generada por fuentes intermitentes. Igualmente, reduce el número de apagado y encendido de las centrales térmicas convencionales, aplanando la curva de carga, logrando que el sistema opere en su punto óptimo.

Actualmente, con la firma de la alianza entre la Fundación Chile y la empresa Valhalla Energy se abre la posibilidad de la entrada en operación de una PHSS de 300 MW “Espejo de Tarapacá” en el SING, que representa un 6,5% de la capacidad instalada actualmente y un 14,5% de la demanda máxima que se presentó el 2013 en el SING[9], [10]. Esta busca apoyar la inclusión de los grandes bloques de energía renovables no convencionales, lo que genera un

desafío a los operadores del sistema ya que en la actualidad este tipo de centrales no existen en el sistema, y además no se cuenta con una normativa para su operación.

Ante la perspectiva de la implementación de PHSS, esta tesis responde a la necesidad de establecer un modelo para programar la operación de un sistema eléctrico con fuentes ERNC y PHSS desde un punto de vista técnico y económico. Se aborda además el problema de predespacho, con el fin de minimizar los costos totales de operación y garantizar la seguridad del sistema eléctrico. También se evaluará el desempeño técnico y económico prestado por las centrales de bombeo bajo diferentes niveles de penetración de energías renovables en el sistema, para evaluar en qué escenario se hace atractivo la implementación de esta tecnología. Las centrales propuestas para esta investigación se implementarán en un sistema térmico existente, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

## **1.2 Objetivos de la investigación**

### **1.2.1 Objetivo General**

El objetivo general es analizar el comportamiento de la operación y capacidad de almacenamiento de una central hidroeléctrica de bombeo en un sistema eléctrico interconectado, con el fin de evaluar el desempeño técnico y económico bajo diferentes niveles de penetración de fuentes ENRC.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Los objetivos específicos del presente trabajo de tesis son:

- Revisar el estado del arte de las centrales hidroeléctricas de bombeo a nivel mundial.
- Desarrollar un modelo matemático que caracterice la operación de las PHSS para determinar la operación diaria del sistema en un mercado tipo pool obligatorio.
- Implementar y validar el modelo propuesto en la red del SING para resolver el despacho de las unidades del sistema.
- Analizar los resultados obtenidos con el fin de evaluar los impactos en los costos globales de operación del sistema, precios de la energía y el ingreso del inversionista,

determinando así los niveles de penetración de ENRC en donde se hace atractiva la implementación de las centrales PHSS.

### **1.3 Alcances**

La metodología desarrollada evalúa el desempeño del PHSS en la operación del Sistema Interconectado del Norte Grande, Para ello, se desarrolla un modelo matemático que represente en forma detallada la operación de la PHSS.

El horizonte de estudio es de siete días con periodo de duración de una hora. Se analizan nueve escenarios con distintos grados de penetración de energía renovables, con tres niveles de capacidad para las centrales hidroeléctricas de bombeo.

Para esta tesis no se consideran todas las aplicaciones que poseen las PHSS ni se realiza una modelación detallada de la dinámica de estas.

### **1.4 Estructura de la tesis**

Los restantes capítulos de esta tesis se organizan de la siguiente manera:

- En el Capítulo 2 se presenta una contextualización respecto a las centrales hidroeléctricas de bombeo, con el objetivo de conocer las características que estas presentan, los beneficios que prestan al sistema, así como el desarrollo a nivel mundial de esta tecnología.
- En el Capítulo 3 se presenta la formulación completa del problema de operación del sistema con la integración de la central PHSS en un sistema tipo pool obligatorio. Se especifican los modelos de las diferentes tecnología existentes haciendo énfasis en sus principales restricciones de operación, como máximo y mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación, tiempos mínimos de apagado entre operación, costo de encendido y apagado, aportes máximos de reserva para el control primario y reserva en giro.
- En el Capítulo 4 se plantea la metodología propuesta y se definen los datos de entrada, entre ellos, el perfil de potencia de las energías renovables, el perfil de la demanda

eléctrica, las características del parque térmico considerado y las características de las centrales hidroeléctricas de bombeo propuestas.

- En el Capítulo 5 se hace la validación de la formulación del problema propuesto. Posteriormente, se realizan las simulaciones de la operación del sistema bajo diferentes niveles de penetración de energías renovables, considerando el modelo general de despacho y adicionando el modelo propuesto con la implementación de las centrales PHSS, con sus diferentes características. En el desarrollo del capítulo se presentan los resultados y el respectivo análisis.
- En el Capítulo 6 se detallan las conclusiones del trabajo de investigación y se plantean trabajos futuros.
- El Capítulo 7 contiene las referencias utilizadas en esta tesis.
- Finalmente, el Capítulo 8 corresponde a los anexos, en donde se abordan algunos temas no tratados directamente en la tesis.

# Capítulo 2 Conceptos en Centrales Hidroeléctricas de Bombeo

## 2.1 Definición

Las centrales hidroeléctricas de bombeo funcionan como una central hidroeléctrica de embalse convencional que también posee un reservorio inferior; estos depósitos están situados a diferentes alturas como se observa en la Ilustración 1. Además de transformar la energía potencial del agua en electricidad cuando trasporta el agua del embalse superior al inferior, estas centrales tienen también la capacidad de bombear agua desde el embalse inferior al superior para almacenar energía.

El principio de operación de una planta hidroeléctrica es generar energía eléctrica para cubrir peak de carga (demanda punta) con agua que se bombea con anterioridad en un depósito de almacenamiento superior durante los períodos de menor actividad, cuando la demanda de energía eléctrica alcanza su máximo nivel a lo largo del día. Las centrales de bombeo funcionan como una central convencional generando energía al caer el agua, almacenada en el embalse superior, haciendo girar el rodete de la turbina asociada al alternador. Después el agua queda almacenada en el embalse inferior.

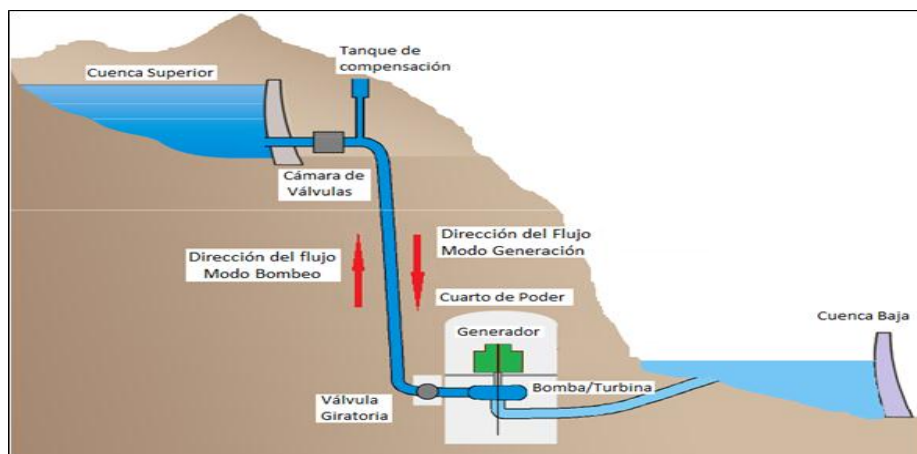


Ilustración 1: Central hidroeléctrica de bombeo PHSS [11]

Durante las horas del día en que la energía tiene un menor precio, ésta es aprovechada para bombear el agua al embalse superior para que pueda hacer el ciclo productivo nuevamente. De esta manera puede utilizarse como un método de almacenamiento de energía.

Al igual que con todos los sistemas de almacenamiento de electricidad, las centrales hidroeléctricas de bombeo no son 100% eficientes. Su eficiencia total del ciclo depende de una variedad de factores, pero generalmente oscila entre el 70% y el 80%. La pérdida más grande es de aproximadamente 8% en la bomba / turbina tanto en los modos de bombeo y generación. Con el fin de ser un componente económico del sistema eléctrico, la diferencia de precio de la electricidad entre el bombeo y los modos de generación tendría que cubrir el costo de la electricidad utilizada en el bombeo, los costos de operación y mantenimiento, y la recuperación de los costos de inversión de capital [12].

Muchos proyectos de PHSS en América del Norte se implementaron en los años 1960 y 1970 y fueron construidas en conjunto con las grandes plantas nucleares de carga base[13]. Hoy en día, la introducción de la generación renovable intermitente como la eólica y solar han añadido un nuevo grado de incertidumbre a la operación de los sistemas eléctricos. Proyectos PHSS tienen la capacidad de desempeñar un papel significativo en la integración de fuentes renovables intermitentes en el funcionamiento del sistema de potencia [14].

## **2.2 Clasificación de las centrales PHSS**

A continuación se presentan tres clasificaciones de las PHSS. La primera clasificación se elabora en base a la configuración de máquinas utilizada por la central; la segunda tomando como criterio la ubicación de los reservorios; y la última distinción la realizó la Corporación de Ingenieros de la Fuerzas Armadas de los Estados Unidos (*United States Army Corps of Engineers*), basada en la afluente de agua del reservorio superior.

### **2.2.1 Clasificación según configuración de equipos**

Las tecnologías avanzadas para la configuración de los equipos de generador, motor, bomba y turbina que se utilizan en las PHSS, se agrupan en dos categorías:

- Grupos ternarios, que emplean una turbina y la bomba separada en un solo eje con el motor / generador
- Grupos binarios, se utilizan dos máquinas alternador-motor y turbina- bomba

### 2.2.1.1 Grupos ternarios:

Un sistema de almacenamiento por bombeo ternario consta de una turbina y una bomba separada, con una máquina eléctrica que puede funcionar como un generador o un motor. La turbina puede ser del diseño Pelton o Francis, dependiendo de las características hidráulicas del sitio (ver Ilustración 2).

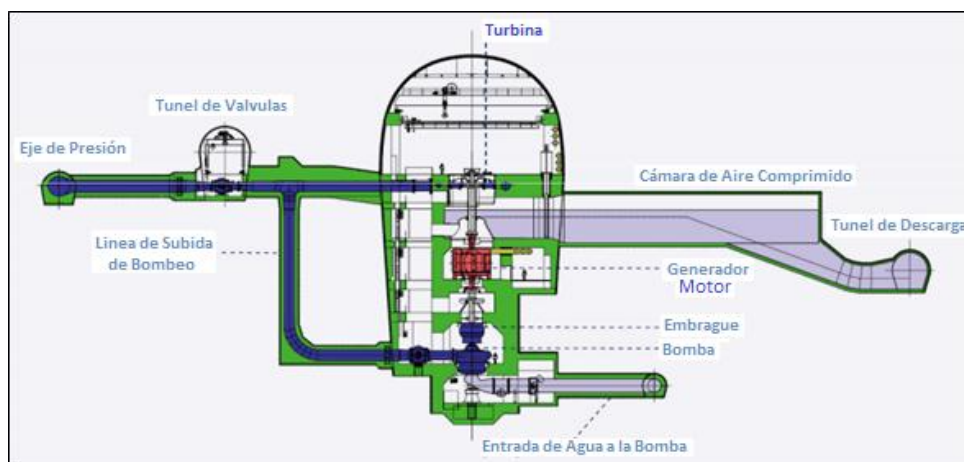


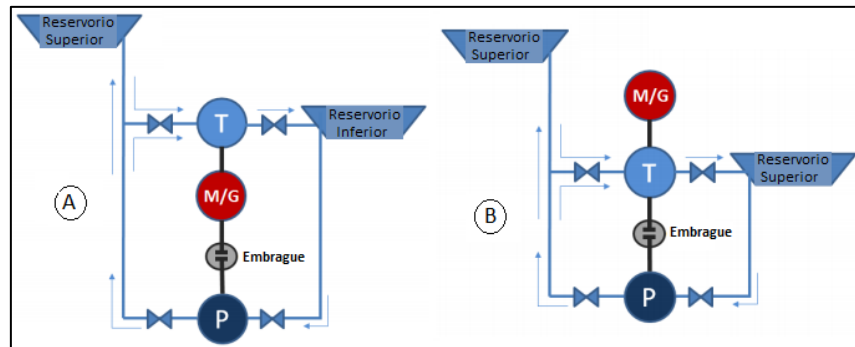
Ilustración 2: Configuración ternarios de unidades para una central PHSS - fuentes [15]

La principal ventaja de los grupos ternarios es su gran elasticidad de funcionamiento y su gran rapidez para efectuar el cambio de turbina a bomba y viceversa, puesto que las dos máquinas hidráulicas son independientes, sus álabes se pueden disponer de forma que el sentido de giro en ambos casos sea el mismo. La capacidad de la bomba y la turbina para operar de forma simultánea proporciona una flexibilidad en la operación de la planta debido a que la bomba y la turbina tienen en el mismo eje y, por lo tanto, la rotación en la misma dirección, por lo que se elimina la necesidad de invertir la rotación para la transición de bombeo a generación o vice-versa[16],

Los tres componentes -de turbina, bomba y del generador - pueden tener dos configuraciones. En la Ilustración 3, del lado izquierdo se muestra una configuración con un eje vertical y el generador-motor situado entre la turbina y la bomba; del lado derecho una disposición



alternativa con el motor-generador situado en la parte superior, por encima tanto de la turbina y la bomba. Por lo general, un embrague se insertará en el eje por encima de la bomba para desconectar la bomba durante el funcionamiento de la turbina con el fin de evitar pérdidas de ventilación en la bomba

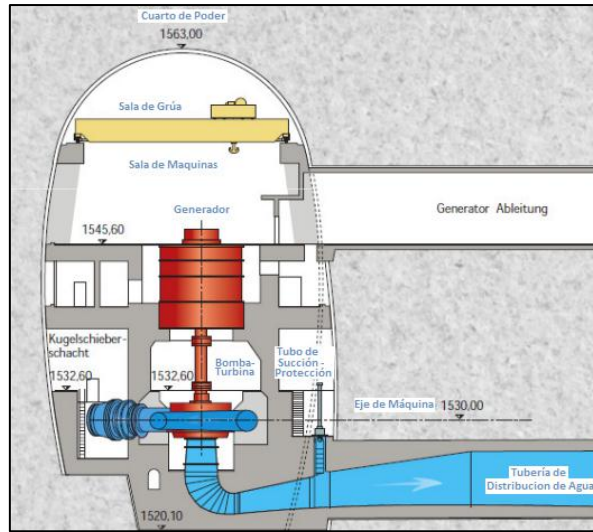


**Ilustración 3: Configuración Ternaria de Eje Vertical-fuente [16]**

Sin embargo, los grupos ternarios presentan el inconveniente de que la inversión es más elevada, tanto en equipos (tres máquinas de la misma potencia aproximadamente, frente a dos) como en tuberías, válvulas y accesorios

### 3.2.1.2 Grupos binarios:

Están constituidos por dos máquinas: alternador-motor y turbina- bomba. Se caracterizan por tener sus máquinas hidráulica y eléctrica reversibles, pero en la máquina hidráulica el paso de turbina a bomba se realiza invirtiendo el sentido de giro de su eje, mientras que en la máquina eléctrica acoplada al mismo eje, la inversión del sentido de giro se realiza permutando dos fases de la alimentación del estator[17]. Su disposición suele ser casi siempre de eje vertical con el alternador- motor en la parte superior (ver Ilustración 4).



**Ilustración 4: Configuración binarias unidades para una central PHSS Fuente [15]**

En la actualidad, las máquinas reversibles Turbina-Bomba (máquina Francis) utilizan la tecnología de velocidad variable ya que es la forma más eficaz de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica, mejorando la capacidad de control, aumentando la estabilidad de las redes eléctricas y la eficiencia energética [18], [19].

### **2.2.2 Clasificación según criterio de ubicación de los reservorios**

Otra forma de agrupar las centrales PHSS es tomando como criterio el lugar donde están ubicados los reservorios. Según esta clasificación existen tres tipos de disposición.

#### **Centrales PHSS Convencionales:**

En este tipo de centrales, los reservorios inferior y superior se ubican en la superficie terrestre, tal como se observa en la Ilustración 5 (lado izquierdo). En estas centrales, el reservorio superior e inferior puede obtenerse ya sea mediante el uso de un lago o cauce natural existente en la zona del proyecto o mediante la construcción de una presa, creando con ello un embalse artificial que permita acumular agua y de esta forma cumplir con los ciclos de bombeo y generación requeridos. El cuarto de máquinas y el circuito hidráulico pueden ser ubicados sobre o bajo la superficie del terreno.



Ilustración 5: Centrales PHSS Convencionales [fuente propia]

### Centrales PHSS subterráneas:

En estas el reservorio inferior se encuentra en un sistema de cavernas excavadas bajo tierra o en un acuífero subterráneo. El reservorio superior se ubica en la superficie terrestre y puede ser construido de la misma forma como se construye para una PHSS convencional; la casa de máquinas y el circuito hidráulico son ubicados necesariamente bajo la superficie del terreno (ver Ilustración 5, imagen central).

### Centrales con agua de mar:

Es un tipo de PHSS en donde se utiliza como reservorio inferior el océano. La única planta construida de este tipo en el mundo es la *Okinawa Yanbaru* ubicada en Kunigami, Okinawa, Japón (Ilustración 5, lado derecho).

## 2.2.3 Clasificación asignada por la Corporación de Ingenieros de la Fuerza Armada Estadounidense.

La Corporación de Ingenieros de las Fuerzas Armadas estadounidenses distingue entre dos tipos de PHSS[12], [20].

### Centrales hidroeléctricas de bombeo pump-back:

También llamadas mixtas u open-loop, en estas centrales el agua que se tiene en el depósito superior puede ser tomada de flujos naturales de alguna cuenca; este es el caso de centrales situadas consecutivamente a lo largo de un río y pueden ser utilizadas como centrales hidroeléctricas convencionales sin necesidad de un bombeo previo del agua almacenada en el embalse inferior.

Es evidente que en este caso las pérdidas por evaporación no son tan importantes, dado que el agua dispuesta en el embalse superior tiene un costo menor de energía que para el caso de bombeo puro, en el que dicho volumen de agua procede en su totalidad de un bombeo mediante consumo eléctrico.

### **Central de bombeo puro:**

Este tipo de centrales son llamadas también closed-loop u off-stream. No pueden ser utilizadas como centrales hidroeléctricas convencionales sin haber bombeado previamente al embalse superior el agua acumulada en el embalse inferior; la energía generada depende totalmente del agua que antes fue bombeada ya que no existe afluente natural para el reservorio superior. El agua fluye, teóricamente, en sentido ascendente o descendente siempre en el mismo volumen de agua (excepto pérdidas hidráulicas, evaporación, infiltración, etc.).

## **2.3 Servicios complementarios proporcionados por las PHSS**

Desde su desarrollo en los años 1960, estos proyectos tenían la intención de apoyar las centrales en base nuclear y carbón, absorbiendo los excesos de generación durante las horas valles (off-peak) y entregando la energía almacenada durante las horas peak, con el fin de reducir los costos de generación térmica en horas peak, y el encendido y apagado (cycling) de las centrales.

En la actualidad, el uso de proyectos de PHSS se ha ampliado en gran medida, con una serie de beneficios adicionales como: seguimiento de carga, control de frecuencia, reserva en giro, regulación de voltaje, partida en negro, entre otros, aspectos técnicos y benéficos se detallaran a continuación:

### **2.3.1 Seguimiento de carga**

En un sistema grande de potencia los cambios en la carga entre la mañana y noche son de orden de MW, lo que requiere del apagado y encendido de grandes unidades. Esto conlleva a costos adicionales de operación y mantenimiento, que se pueden reducir con la implementación de PHSS que en modo generación pueden seguir rápidamente los aumentos y disminución de la demanda, ya que tienen una capacidad de velocidad de toma de carga en el

intervalo de 10%-30% de la capacidad máxima por minuto. En modo de bombeo, las centrales convencionales están restringidas y no pueden ajustar el bombeo a los requerimientos de la carga a menos que posea equipos de velocidad variables que no tiene esta limitación y pueden ajustarse en un rango de carga de 50% a 60% de la potencia nominal de bombeo[12],[21] los autores dan una descripción de esta operación.

### **2.3.2 Regulación de frecuencia**

En cualquier sistema de potencia, es necesario tener un balance entre generación y demanda de electricidad, sin embargo la potencia de salida no cambia instantáneamente. La velocidad a la que la salida de un generador puede aumentar o disminuir depende del tipo de generador. Habitualmente unidades térmicas son lentas para cambiar su salida, a diferencia de centrales hidráulicas y PHSS [12].

Una PHSS con velocidad ajustable puede usar la inercia de rotación de la máquina y modular instantáneamente las fluctuaciones de potencia. La energía cinética almacenada en el rotor se puede utilizar en el caso de variaciones de carga o corto circuitos por el cambio de la velocidad del rotor. Dado que la velocidad del rotor puede ser cambiada mediante la variación de la frecuencia de las corrientes del rotor (y no sólo cambiando el flujo de la turbina), el tiempo de respuesta es más rápida que para un generador de energía síncrono convencional[12].

### **2.3.3 Reserva en giro**

Las PHSS pueden proporcionar reserva en giro cuando esté generando por debajo de su capacidad máxima y cuando está en modo de bombeo gracias a su capacidad de interrumpir instantáneamente su operación. Generalmente, reserva en giro en el modo de bombeo para un proyecto PHSS no puede ser de mucho valor financiero, porque la reserva giro puede ser abundante en el sistema durante las horas de off-peak. Dependiendo del operador del sistema puede llegar a ser clasificados como reserva en giro cuando está en modo standby debido a su rápida respuesta de encendido.

### **2.3.4 Control de voltaje:**

En sistemas de potencia los voltajes se deben mantener dentro de las tolerancias de diseño, la regulación de tensión implica equilibrar la oferta y la demanda de la energía, aunque en este caso se trata de equilibrar la potencia reactiva, en lugar de la potencia activa. Un desequilibrio en la oferta y la demanda provoca tensión en aumento o caída en todo el sistema de alimentación. Las PHSS pueden funcionar con un factor de potencia según diseño, la gama de opciones para el factor de potencia en retraso es de un mínimo 85% hasta 95%, [12].

Cabe destacar que en este trabajo no se enfatiza en los servicios complementarios proporcionados por las PHSS nombrados anteriormente, son mencionados para darle completitud a los beneficios que prestan al sistema.

## **2.4 Estado mundial de las PHSS**

Las PHSS han existido desde el siglo pasado; la primera se instaló en Suiza en el año 1882. En 1933 estuvieron disponibles las PHSS reversibles bomba-turbina y motor-generador. Actualmente, representan el 99% de la capacidad de almacenamiento instalada en el mundo y 3% del total instalado en generación [3][22].

La eficiencia ha estado entre un rango de 70% y 80% y las principales compañías que desarrollan esta tecnología se mencionan en la Tabla 1. La compañía J-Power construyó y opera actualmente la primera y única PHSS que se alimenta con agua del océano ubicada en la isla de Okinawa en Japón; tiene una potencia instalada de 30MW con una capacidad de generación de 8 horas [23]. Se han desarrollado estudios para la construcción de PHSS de este tipo en las islas Crete y Kasos [24].

Empresa	# De plantas en operación (2009)	Capacidad (MW)
Iberdrola	10	3327
TEPCO	9	6801
Vattenfall	8	2893
J-Power	7	4970
EDP	6	969
EDF	6	4978
Verbund	6	1182
Endesa	5	1577
E-on Wasserkraft	5	1009
Schluchseewerk AG	5	1740

**Tabla 1: Compañías más importantes de PHSS [13]**

La Unión Europea, junto con Suiza, Noruega y Turquía, tienen una capacidad instalada de PHSS de 63,000 MW, que representa el 6% de la capacidad instalada total de generación en el 2012 [25]. Dentro de la UE hay actualmente propuestos 7,400 MW de nuevos desarrollos de PHSS, con un costo de inversión total de más de 6 mil millones de euros. Esto constituye un aumento de aproximadamente 20% en la capacidad instalada de PHSS en la UE [13].

Los países con mayor desarrollo de PHSS en Europa son Alemania, España, Francia, Italia, Austria, Reino Unido, Suiza y Portugal.

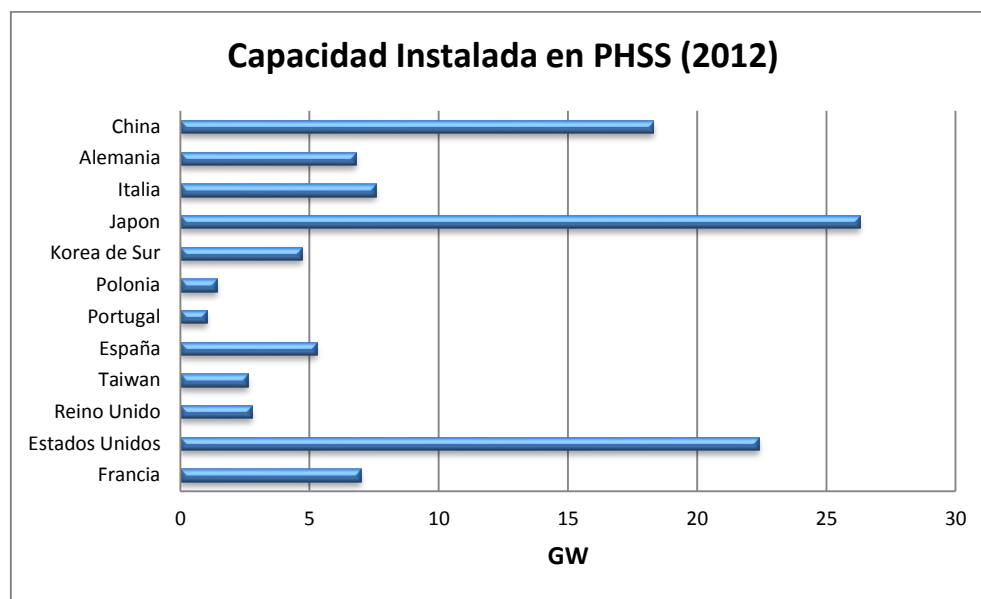
Alemania cuenta con una capacidad instalada de 6,700 MW hasta el 2012 [26] y se observa una oleada de nuevos proyectos que incorporarían a la red hasta 4,700 MW en los próximos años. Los autores [6], [27] describen los proyectos con mayor probabilidad de ejecución en los que se encuentran dos extensiones y 10 centrales nuevas, donde destaca la empresa RWE AG, E.ON Energie AG y Verbund AG. Debido a que los lugares naturalmente adecuados para estas tecnologías son escasos se utilizarán como reservorios superior o inferior edificaciones existentes y solo 5 de los proyectos mencionados requieren nuevas construcciones en un 100%.

En España y Portugal entrarán a la red entre el 2012 y el 2018 aproximadamente 3.046 MW de PHSS con una inversión de más de 3,419 millones de euros; una de las mayores plantas que se construirán en Portugal es el complejo del Alto Tamega por la empresa Iberdrola con una capacidad de generación y bombeo de 1,200 MW y 900 MW, respectivamente. Además, esta

empresa está desarrollando y expandiendo un complejo similar en España, La Muela, que tiene una capacidad de generación de 1,710 MW y de bombeo de 1,260 MW [13].

En el continente asiático, Japón es el país con mayor capacidad instalada inicialmente debido al apoyo que se les prestó a las centrales nucleares. Tiene una capacidad instalada al 2012 de 26,274 MW [26], y se han utilizado casi todos los sitios disponibles para la construcción de instalaciones hidroeléctricas a gran escala. Tokyo Electric Power Company se encuentra actualmente en la fase de construcción de la planta Kannagawa, que cuando se termine en 2015 será la mayor planta de Japón de PHSS, con una capacidad instalada de 2,820 MW[13].

Por otra parte, en China las PHSS también han disfrutado de un desarrollo en auge en los últimos años, triplicando su capacidad instalada desde el 2004 hasta el 2010 llegando a 16,952 MW, con una proyección de 50,000 MW para el 2020. Las empresas que lideran el mercado son SGCC Xinyuan Corporation y China Southern Power Grid Company, aunque se enfrentan a varias barreras como las geográficas, limitaciones en la inversión, políticas y mecanismo de precios deficientes, entre otras descritas [28].



**Ilustración 6: Capacidad instalada de PHSS en principales países (2012)-Fuente [21]**

En la India, existen 11 PHSS con una capacidad total de 4,804 MW y se está construyendo una planta de 1,000 MW. La Autoridad Central de Electricidad ha identificado 56 posibles



sitios adecuados para el desarrollo de esta tecnología que representa una posibilidad de instalar 94,000 MW. Los autores describen el desarrollo histórico, la operación y las restricciones [5].

En Estados Unidos, en los últimos años se han construido un pequeño número de plantas, solo 5 entre el 2000 y el 2009, entre las que se destacan Rocky Mountain (848 MW) y el proyecto más reciente, Lake Hodges, de 40 MW en San Diego[13]. El 2012 este país tenía una capacidad instalada de 22,368 MW, con un crecimiento del 14% desde el 2000 hasta el 2012 [26].

En los siguientes reportes se describen los proyectos más importantes en ejecución alrededor del mundo[27], [29]. En la Ilustración 6 se muestra la capacidad instalada en los principales países para el año 2012.

Para finalizar, se observa la Tabla 2 con algunos proyectos de PHSS construidos a lo largo del mundo, con sus costos de inversión asociados.

PROYECTO	PAÍS	CAPACIDAD MW	CAPEX Millones
Bath County	USA	3,030	USD\$ 1,600
Olivenhain-Hodges		40	USD\$ 196
Edward Hyatt (Oroville)		819	USD\$ 76
Yards Creek		400	USD\$ 15
Seneca		440	USD\$ 61
Richard B. Russell		600	USD\$ 138
New Wadell Dam		45	USD\$ 625
Blenheim-Gilboa		1,160	USD\$ 142
Pushihe	China	1,200	USD\$ 712
Tianhuangping		1,836	USD\$ 1,080
Tongbai		1,224	USD\$ 904
Langyashan		600	USD\$ 2,333
Kazunogawa	Japón	1,600	USD\$ 2,200
Linthal 2015 (NESTIL)	Suiza	140	USD\$ 106
KWO Plus (Gimsel 3)		400	USD\$ 339
Linthal (Linthal)		1,000	USD\$ 1,060
Nant de Drace		600	USD\$ 1,049
Alto Ta´mega Complex	Portugal	1,200/900	USD\$ 2,175
Baixo Sabor		170	USD\$ 472
Foz Tua Frida		324	USD\$ 435
Fridao/Alvito		392	USD\$ 652
Alqueeva II (expansión)	España	240	USD\$ 191
La Muela II (extensión)		720	USD\$ 447

Tabla 2: Costos de inversión del PHSS [13] [30]

## Capítulo 3    Modelo de Operación de Sistemas Eléctricos

---

### 3.1 Optimización de la operación

Actualmente, se han desarrollado muchas investigaciones sobre la programación de la operación de los sistemas eléctricos con presencia de almacenamiento PHSS. Los algoritmos para realizar la optimización del Unit Commitment (UC pre-despacho) varían según la aplicabilidad y la complejidad del mismo y están basados en optimización ya sea por programación lineal de entero mixto (MILP), algoritmo genético (AG), o relajación lagrangeana (LR), entre otros.

En la literatura correspondiente [31], se plantea la solución de UC a través de un AG para un sistema térmico con unidades de almacenamiento, donde las horas de descarga del sistema de almacenamiento son calculadas de la siguiente forma: si la demanda en la hora  $t$  superó el promedio de la demanda diaria en esta hora, entonces se planifica la operación de la central PHSS en modo generación y se vuelve a optimizar tomando en cuenta las restricciones del sistema. Los autores de [32], [33], [34] detallan la función objetivo, las restricciones del mix del parque generador y de la red, las cuales son optimizadas con el algoritmo MILP para garantizar un óptimo. Se obtiene una programación que cumple las restricciones y garantiza el mínimo costo.

Los autores de [35] realizan un modelo para optimizar la operación de un sistema térmico al que se le implementan centrales PHSS para aprovechar sus características de ajuste rápido. El objetivo principal de este modelo es reducir los costos de operación, minimizar emisiones  $\text{SO}_2$  y  $\text{CO}_2$ ; debido a la complejidad que presenta el Unit Commitment el problema es descompuesto y se resuelve la función objetivo por Adaptive Cooperative Coevolutionary Algorithm (Algoritmo Adaptativo Cooperativo Coevolutivo), y cada subsistema es resuelto por AG, ajustando el multiplicador de Lagrangiana para coordinar cada subsistema con el sistema completo.

En la investigación [36] se evalúa el Unit Commitment para el sistema Irlandés con y sin centrales hidroeléctricas de bombeo, para una penetración de energía eólica desde 17% hasta 80%. Se evalúan los impactos de la incorporación de las PHSS en las emisiones de CO<sub>2</sub> y los costos de operación del sistema. Por otra parte en la publicación [37] modela un UC robusto (RO) de un mix de generación termina, eólica y PHSS. En este modelo en lugar de hacer suposiciones sobre las distribuciones de probabilidad específicas del potencial eólico, se proporcionado un set "rampa" que captura la incertidumbre de los eventos de la energía eólica estableciendo un máximo y mínimo. Bajo el enfoque propuesto se puede proporcionar una solución óptima robusta que minimiza los costos totales de operación en las peores fluctuaciones de la energía eólica que se pueden presentar en el sistema en tiempo real, mientras se asegura una alta utilización de la energía eólica.

El autor [8] estudiar la modelación matemática de los sistemas eléctricos, en particular la inclusión de unidades de Hydro-pumped storage (PHSS) para la operación económica del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) como también en la planificación a largo plazo de este sistema, evaluando tres modalidades de operación para la central PHSS, en la primera la PHSS es operada por el operador del sistema (CDEC), la segunda modalidad considera un acople entre la central de HPSS y una central de energía solar para oferta una potencia constante al sistema, por último la central de PHSS también esta acoplada a una central solar pero esta controla el consumo de energía en forma independiente.

Los siguientes autores en [38] evalúan el impacto de la implementación de PHSS en la planificación a corto plazo para un mercado centralizado, en este caso escogieron el SING. Mediante la modelación de UC estocástico de dos etapas es incorporada la operación de arbitraje de energía y reserva en giro de las PHSS, bajo diferentes escenarios de generación renovables intermitente, obteniendo una reducción de los costos globales de operación del sistema de alrededor de 0.5% con la operación de la PHSS solo como arbitraje de energía, mientras que si opera además proporcionando reserva secundaria ofrece un ahorro de 1.1%.

La optimización de la operación de las unidades del sistema puede estar sujeta a minimizar los costos totales o maximizar los beneficios para una central en específico, dependiendo del tipo de mercado en el que se opere.

## 3.2 Propuesta de modelo de operación en un mercado tipo pool obligatorio.

Se utilizó un modelo tipo MILP, ya que asegura la convergencia al óptimo global en un número finito de pasos, además tiene la ventaja de que puede incorporar restricciones complejas de las unidades generadoras de manera sencilla y encontrar soluciones factibles sin necesidad de incorporar heurísticas adicionales. El problema consiste en determinar la operación de una central de bombeo, minimizando los costos de operación de un parque generador sujeto a restricciones de operación de cada una de las centrales bajo diferentes niveles de penetración de ENRC.

La nomenclatura utilizada está descripta en el Anexo 5.

### 3.2.1 Función objetivo

En un sistema eléctrico centralizado, el objetivo de la función es minimizar los costos globales de operación  $C^{Op}$ , partida  $C^{Star}$  y parada  $C^{Stop}$  de las unidades de generación más el costo de energía no suministrada  $C^{ENS}$ , en un horizonte de tiempo determinado, esto es modelado en la ecuación (3.1).

$$\min Z = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{ngen} C^{Op}(t, j) + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{ngen} C^{Star}(t, j) + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{ngen} C^{Stop}(t, j) + C^{ENS} \sum_{t=1}^T P^{ENS}(t) \quad (3.1)$$

Donde:

$P^{ENS}$  Potencia no suministrada y es una variable de decisión.

### 3.2.2 Balance de potencia

Para garantizar el balance de potencia en todo tiempo, la suma de las potencias generadas debe ser igual a la demanda total del sistema. Las PHSS se comportan como generación y demanda, por lo que la restricción queda expresada en la ecuación (3.2).

$$\sum_{j=1}^J P_D(t, j) + P_g(t) + P^{ENS}(t) = PL(t) \quad (3.2)$$

Dónde:

$P_D(t, j)$  Potencia que aporta la central térmica  $j$  en la hora  $t$ , es una variable de decisión.

$P_g$  Variable de decisión para la central PHSS en modo generación.

$PL$  Demanda efectiva y es una variable de decisión.

### Restricción de la Demanda

La igualdad de la ecuación (3.2) describe la sumatoria de la demanda, la potencia de la central PHSS en modo bombeo y el aporte de las ENRC consideradas en cada hora, esto se muestra en la ecuación (3.3).

$$PL(t) = D(t) + Pb(t) - P_{ENRC}(t) \quad (3.3)$$

Dónde:

$P_{ENRC}$  Es un dato de entrada que representa el aporte de potencia horaria de las centrales ENRC (eólica, solar, mini hidro de pasada).

$D$  Dato de entrada del problema que corresponde a la demanda horaria.

$Pb$  Variable de decisión de la central PHSS en modo bombeo.

Dicha restricción debe cumplirse para todos los periodos, en caso de no cumplirse, se puede tener energía no suministrada.

### 3.2.3 Modelación de la central hidroeléctrica de bombeo

Siguiendo los autores [35], [39], [40] se plantea la modelación de PHSS para realizar el predespacho.

Las ecuaciones utilizadas en el modelo para incluir la central PHSS son las siguientes:

$$Pb^{\min} * Bb(t) \leq Pb(t) \leq Pb^{\max} * Bb(t) \quad (3.4)$$

$$Pg^{\min} * Bg(t) \leq Pg(t) \leq Pg^{\max} * Bg(t) \quad (3.5)$$

$$Bb(t) + Bg(t) \leq 1 \quad (3.6)$$

Dónde:

Se considera la variable  $t$  en horas,  $t=0,..T$ .

$Pb$  Potencia bombeada y  $Pg$  potencia generada son variables de decisión de problema.  $Pg^{\min}$ ,  $Pg^{\max}$  representan el mínimo y el máximo técnico de la central PHSS en modo generación, mientras que  $Pb^{\min}$ ,  $Pb^{\max}$  son los mínimos y máximos técnicos de la central PHSS en modo bombeo, estos son datos de entrada al programa.

$Bb(t), Bg(t)$  Son variables binarias que dan 1 cuando la central está encendida en alguno de sus modos. En la publicación [41] el autor optimiza una variedad de servicios complementarios prestados por almacenamiento a nivel de distribución mediante una modelación MILP, en la que muestra que no es necesario la creación de binarios para satisfacer la restricción de simultaneidad de la operación en el almacenamiento ya que esta, está implícita en la eficiencia en los modos de generación y bombeo .

### **Balance de almacenamiento de energía**

Las centrales PHSS tienen una eficiencia de bombeo típicamente entre 75% a 85%. Las características de bombeo han sido modeladas por medio de una expresión lineal, en la que  $\eta b$  corresponde a los metros cúbicos de agua que se pueden bombear por unidad de energía (m<sup>3</sup>/MWh) y  $\eta g$  corresponde a una constante que resume eficiencia de la turbina hidráulica, densidad del agua, aceleración de gravedad y carga neta del agua.

$$Vb(t) = \eta b \cdot Pb(t) \quad (3.7)$$

$$Vg(t) = \frac{1}{\eta g} Pg(t) \quad (3.8)$$

Donde  $Vb(t)$  es la energía almacenada en forma de agua por el efecto del bombeo y  $Vg(t)$  es la cantidad de agua que se consume en el modo generación.

$$Ve(t) = Ve(t-1) - Vg(t) + Vb(t) \quad (3.9)$$

$$Ve(0) = Ve^{\text{ini}} = Ve(T) \quad (3.10)$$

$$Ve^{min} \leq Ve(t) \leq Ve^{max} \quad (3.11)$$

$Ve(t)$  Volumen de agua en el tiempo  $t$ , variable de decisión del programa.

$Ve^{ini}$  Nivel de volumen inicial del depósito, dato de entrada del problema.

$Ve^{min}$  y  $Ve^{max}$  representan el nivel mínimo y máximo de la capacidad del volumen del estanque.

### 3.2.4 Centrales de fuentes renovables

Para el desarrollo de esta investigación se introducen en el modelo los MWh reportadas por el CDEC SING [42], de los perfiles solares y eólicos de centrales existente en el Sistema Interconectado del Norte Grande.

Comúnmente la energía generada de las centrales eólicas se obtiene mediante el perfil de la turbina eólica propuesta por el fabricante [33]. En este caso, una aproximación lineal por tramos del perfil se incorporó en el modelo de aerogenerador, también existen programas como el WIND PRO que permite evaluar la producción de energía eólica para diferentes aerogeneradores comerciales. En la siguiente investigación [43] modelan matemáticamente la eficiencia aerodinámica de las aeroturbinas de eje horizontal NACA 4415 y 23012, para evaluar su producción de energía en un sistema híbrido eólico-Diésel.

En el caso del generador fotovoltaico, el modelo simplificado corresponde a la potencia solar controlada por el ángulo de inclinación de los paneles, dada por la eficiencia del panel solar, la superficie total de la planta y la irradiancia que incide sobre los paneles. Además, se limita por el máximo y mínimo de potencia.

Se decidió aprovechar la existencia de datos  $h$  para enfrentar la operación de las centrales PHSS a escenarios reales.

### 3.2.5 Centrales térmicas

La modelación usada se basó en la propuesta por [33], usada además en la tesis de magister [44].

El costo de producción de una central térmica relaciona la cantidad de energía generada con el costo de combustible necesario para cada nivel de energía. Generalmente se utiliza una función cuadrática para modelar la relación entre costo (USD\$) y su nivel de generación (MW), ecuación (3.12).

$$Cp(j,t) = c(j) + b(j)P(j,t) + a(j)P^2(j,t) \quad (3.12)$$

Donde  $c_j, b_j, a_j$  son constantes del polinomio de segundo grado.

La forma de la curva de costos de producción típicamente se representa como una función cóncava monótonamente creciente, que se limita con los valores de máximo y mínimo técnico de generación de la central. El costo de producción también puede presentar partes no convexas en su curva, pero independientemente de esto la curva se puede aproximar como una relación lineal o como una función por tramos [33], como se observa en la Ilustración 7.

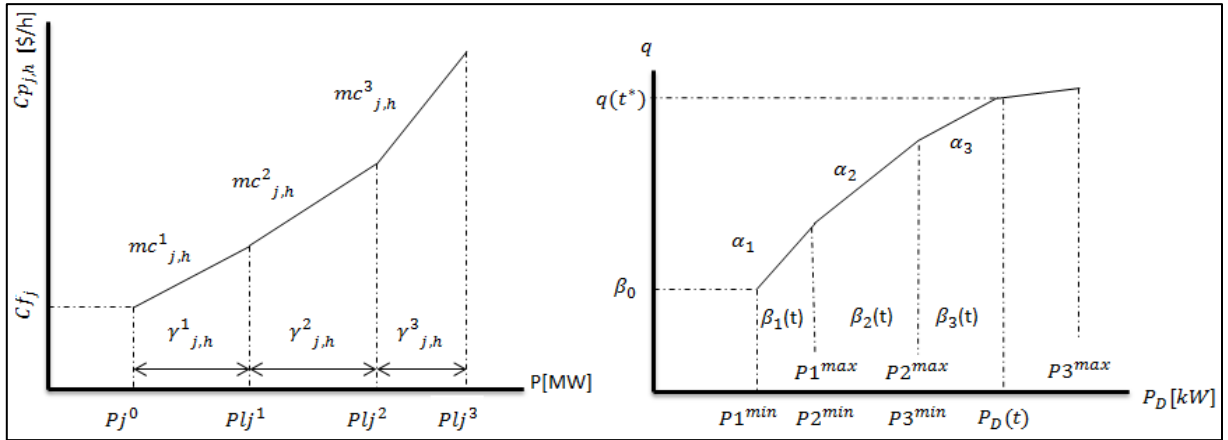


Ilustración 7: Aproximación lineal por tramos de curva de costo de una central térmica [30]

La ecuación (3.12), puede reescribirse como:

$$Cp_j = \begin{cases} Cf_j + mc_j^1 \gamma_j^1, & P_j^0 \leq P_j \leq Pl_j^1 \\ Cf_j + mc_j^1 (Pl_j^1 - P_j^0) + mc_j^2 \gamma_j^2, & Pl_j^1 \leq P_j \leq Pl_j^2 \\ Cf_j + mc_j^1 (Pl_j^1 - P_j^0) + mc_j^2 (Pl_j^2 - Pl_j^1) + mc_j^3 \gamma_j^3, & Pl_j^2 \leq P_j \leq Pl_j^3 \end{cases} \quad (3.13)$$

Donde  $Cf_j$  es el costo fijo de la central  $j$ ,  $mc_j^1, mc_j^2, mc_j^3$ , son las pendientes del primer, segundo y tercer tramo de la curva de costo de la central  $j$ , respectivamente.  $P_j^0, P_j$  son las



potencia mínima y de salida de la central  $j$ , respectivamente.  $Pl_j^1, Pl_j^2, Pl_j^3$  son los límites superior de cada uno de los tramos de la curva de costo de la central  $j$ , descriptivamente se puede observar en la Ilustración 7, lado izquierdo.

Es importante destacar que al realizar la aproximación lineal por tramos se cometen errores debido a que la curva de costos solo coincide con los tramos de la aproximación lineal en sus extremos, por lo que se recomienda linealizar en  $n$  tramos, buscando aproximarse a la curva de costos convexa, describiendo la ecuación (3.14) de la siguiente forma:

$$q(t) = \sum_{v=1}^{nv} (\alpha_v * P_v(t) + \beta_v * B_v(t)) \quad (3.14)$$

En este caso se aproxima en  $nv$  segmentos lineales, cada tramo lineal  $v$  introduce una variable binaria  $B_v(t)$  para representar el estado de prendido-apagado de la central que no puede estar encendido simultáneamente.

El consumo de combustibles  $q_t$  está dado por una pendiente  $\alpha_v$ , la variable continua  $P_v(t)$  y  $\beta_v$  es el punto de intersección del eje Y para el segmento  $v$  ecuación (3.14)

$$\sum_{v=1}^{nv} B_v(t) \leq 1 \quad (3.15)$$

La función de costo queda representada como  $C(t) = Cc * q(t)$ , donde  $Cc$  es el costo del combustible, la potencia entregada por el generador está dada por  $P_D(t)$ , a su vez está limitada por un máximo y mínimo técnico  $P_v^{\max}$  y  $P_v^{\min}$ , respectivamente.

$$P_D(t) = \sum_{v=1}^{n_v} P_v(t) \quad (3.16)$$

$$P_v^{\min} B_v(t) \leq P_v(t) \leq P_v^{\max} B_v(t), v = 1, \dots, n_v \quad (3.17)$$

Los costos de arranque del generador se representan con la variable  $C^{Star}$ , donde  $CD$  es el costo fijo de partida y  $B_{g_0}$  es la condición binaria del estado previo del generador siendo 1 si

estaba encendido, esto para definir los costos en  $t=1$  que es el tiempo donde se inicia la optimización.

$$\begin{aligned}
 C^{Star}(t) &\geq CD \left( \sum_{v=1}^{nv} B_v(t) - B_{g0} \right) \text{ para } t = 1 \\
 C^{Star}(t) &\geq CD \left( \sum_{v=1}^{nv} B_v(t) - \sum_{v=1}^{nv} B_v(t-1) \right) \text{ para } t > 1 \\
 C^{Star}(t) &\geq 0
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

### 3.2.6 Requerimientos de reserva

Las reservas son requeridas en los sistemas eléctricos para responder en el caso que haya contingencias que den lugar a condiciones de sub/sobre frecuencia en el sistema, como la desconexión de una unidad o grupos de unidades generadoras, desbalance entre generación y carga ante desviaciones en la demanda. Por estas razones se programa un monto mínimo de reserva en cada periodo, el cual puede ser constante o dinámico para todo el horizonte de tiempo, donde la suma de los distintos aportes de los generadores debe ser superior al requerimiento del sistema.

Según la norma técnica de seguridad y calidad de servicio chilena, las reservas están definidas de la siguiente forma[45]:

- Reserva Primaria: Reserva destinada a corregir las desviaciones instantáneas de la generación respecto de la demanda real del sistema interconectado.
- Reserva Secundaria : Reserva destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones reales de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del sistema interconectado.
- Reserva en Giro: Margen de potencia disponible entre la potencia de despacho y la potencia máxima disponible de todas las unidades en operación. Este margen podrá ser aportado para una o varias unidades generadoras mediante el uso de equipos de compensación de energía activa.

Debido a que la investigación será simulada en el Sistema Interconectado del Norte Grande, se revisó el informe de la referencia [46], donde se muestra la metodología utilizada por el SING para calcular los valores de reserva y se establecen las cantidades para el control de frecuencia. A continuación se muestra la forma en que fueron modeladas para este estudio.

### Requerimiento de reserva primaria

El SING calcula un monto de requerimiento  $rqRp(t)$  para control de frecuencia, la reserva en giro primaria es aportada por todos los generadores de manera obligatoria, con montos preestablecidos fijos por cada unidad  $Rp(j)$ . Así, cuando una unidad se encuentra en operación, se considera que está disponible su reserva primaria.

$$\sum_j Rp(j) * u(t, j) \geq rqRp(t) \quad (3.19)$$

$$Pd(t, j) + Rp(j) + Rs(t, j) \leq P^{\max}(t, j) * u(t, j)$$

Donde  $u(t, j)$  es el estado de encendido/apagado de la unidad generadora  $j$ , durante el periodo  $t$ . Adicionalmente, dentro de los límites de capacidad del generador debe considerarse la reserva primaria y reserva secundaria en giro  $Rs(t, j)$ , el total de esta reserva que corresponde a la diferencia entre la capacidad máxima y la potencia que está entregando la unidad  $Pd(t, j)$ . Así, el límite de potencia máxima queda expresado en la ecuación (3.19)

### Requerimiento de reserva secundaria

La restricción de reserva secundaria consiste en que la suma del aporte que realiza cada central  $Rs(t, j)$  sea mayor o igual al requerimiento del sistema  $rqRs(t)$ , tomando en cuenta que cada generador dependiendo de su tecnología tiene límites debido a su tasa de subida/bajada de carga  $Rs^{\max}(j)$ .

$$\sum_g Rs(t, j) \geq rqRs(t) \quad (3.20)$$

$$Rs(t, j) \leq Rs^{\max}(j) \quad (3.21)$$

Se utilizó el optimizador comercial CPLEX; la implementación del programa de predespacho fue realizada en lenguaje de programación Java utilizando las librerías CONCERT de CPLEX. Para solucionar el problema de optimización se utiliza el algoritmo de Branch and Cut, el cual viene implementado con el optimizador CPLEX. El optimizador calcula la referencia óptima para cada unidad generadora.

# Capítulo 4 Metodología y Análisis de Datos

---

## 4.1 Metodología utilizada

Este trabajo consiste en determinar la operación de una central PHSS en un mercado tipo pool obligatorio, con el fin de analizar la operación en conjunto del sistema y sus costos asociados como operación, encendido y apagado de unidades, así como también determinar la operación horaria de las centrales PHSS, para evaluar los beneficios que presta para cada escenario.

El resumen de la metodología se observa en la Ilustración 8.



**Ilustración 8: Resumen de la metodología de la investigación**

La metodología utilizada para obtener los resultados de este trabajo se divide en 6 etapas consecutivas mostradas en la Ilustración 9

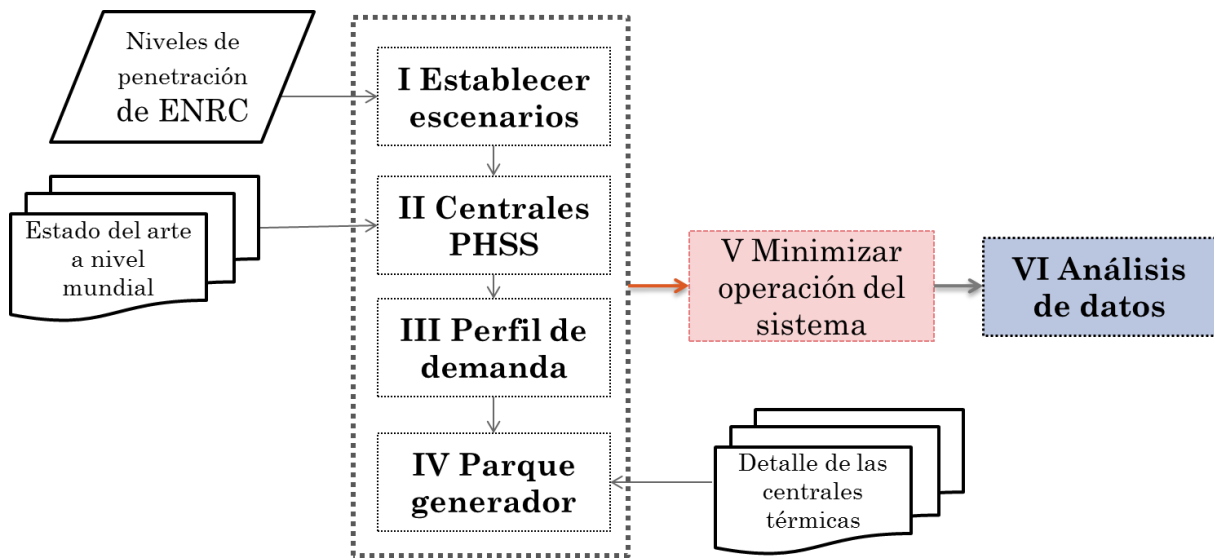


Ilustración 9: Metodología del trabajo

A continuación se explica los bloques de la Ilustración 9:

1. **Establecer escenarios:** En la primera etapa se definieron nueve escenarios con diferentes niveles de penetración de energía solar y eólica.
2. **Datos de las centrales PHSS:** Esta etapa corresponde a una búsqueda extensa de información de PHSS utilizando información presente en catálogos de publicaciones IEEE, fabricantes, manuales y organizaciones de renombre mundial [30][47]. Se realiza una revisión de los parámetros de la tecnología PHSS; los principales parámetros considerados son: potencia de bombeo y de generación, eficiencia, volumen de almacenamiento, capacidad de almacenamiento en horas.
3. **Perfil de demanda:** Se recopila información sobre la demanda en el Sistema Interconectado del Norte Grande [9] y se establece un perfil horario que corresponde a la semana entre el lunes 25 de noviembre del 2013 al domingo 1 de diciembre del mismo año.
4. **Parque generador:** Se realiza un compendio de la información de las centrales eléctrica térmicas que posee el SING [10], los principales parámetros considerados son: costos variables, máximos y mínimos técnicos, tiempo mínimos encendido, tiempos mínimos apagado, consumos propios, costos de encendido, costos de apagado, capacidad máxima de reserva y disponibilidad.

5. **Pre-despacho de centrales minimizando la operación del sistema:** Se realiza una simulación para determinar las consignas de potencia horaria de las centrales, teniendo en cuenta sus capacidades técnicas y económicas.
6. **Análisis de datos:** A partir del despacho de las centrales se calculan los costos globales de operación del sistema, el ahorro aportado por la central de bombeo en los diferentes escenarios, se analiza el impacto en los costos marginales y los incentivos para la implementación de las centrales PHSS.

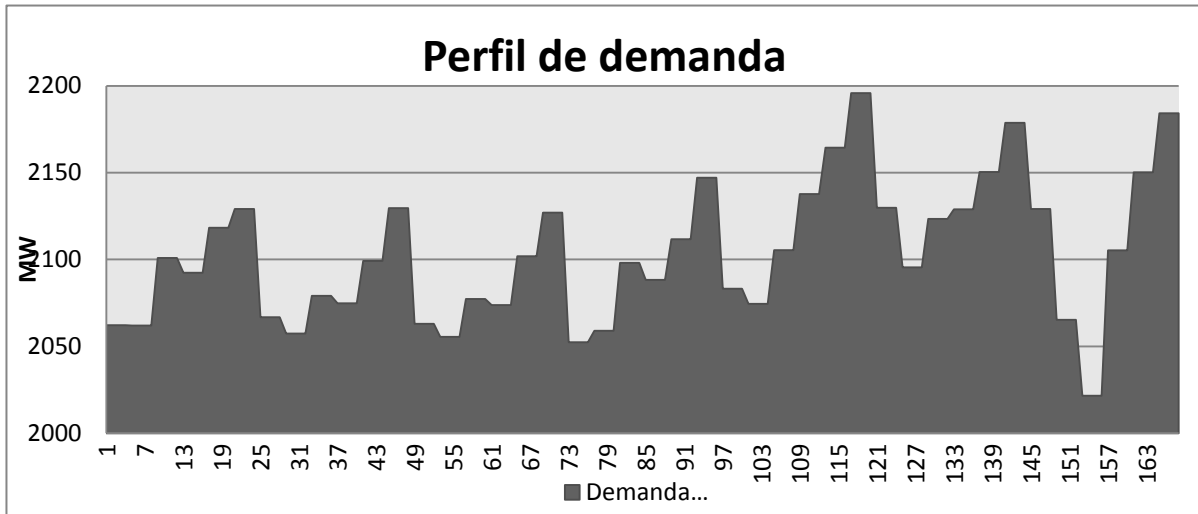
## **4.2 Análisis de Datos**

La primera fase consiste en la determinación de los parámetros de entrada necesarios para realizar el predespacho de los casos de estudio, lo cual incluye la información de las unidades de generación, los perfiles de demanda y perfiles de ERNC (eólico y solar) existentes y proyectadas hasta llegar a un tasa de penetración del 35.21% en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), incluyendo las especificaciones técnicas la central PHSS.

### **4.2.1 Perfil de demanda eléctrica, proyecciones eólicas y solares**

#### **Demanda eléctrica**

Para determinar la operación de las centrales PHSS en los casos de estudio se consideró el perfil histórico de demanda, de una semana en verano comprendida entre el 25 de noviembre y 1 de diciembre del 2013, mostrada en la Ilustración 10



**Ilustración 10: Perfil de demanda [Fuente propia]**

Se observa un patrón diario similar, las horas valles están entre las 5 y las 8, mientras que las horas punta están entre las 21 y las 24. Cabe destacar que en un periodo mínimo de 4 horas se presenta una demanda constante de potencia.

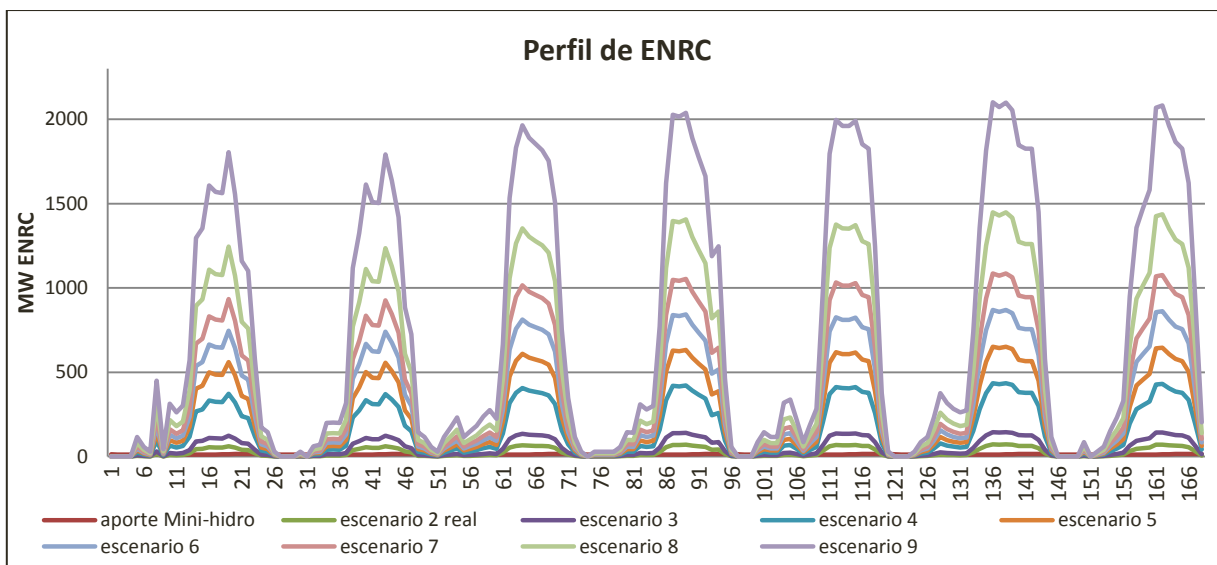
La demanda en verano tiene su peak en las horas 117, 118, 119 y 120 (2,164 MW), y el mínimo es en las horas 153, 154, 155, 156 (2,022 MW), lo que representa una variación de 174 MW.

### **Perfil de potencia eólica**

Los datos de energía eólica utilizados corresponden a la central Valle de los Vientos del grupo Enel Green Power, ubicada en la Región de Antofagasta, provincia El Loa, comuna de Calama [48].

Se utilizó la generación horaria reportada por el CDEC-SING [42], con esta información se calculó el promedio horario diario de una semana del parque instalado, en el Anexo 3 se muestra la gráfica del aporte horario de la central eólica para una semana.





**Ilustración 11: Escenarios de operación [Fuente propia]**

### Perfil de potencia solar

Con respecto a la información del perfil solar se utilizaron también datos existentes reportados por el CDEC-SING [42] correspondientes a las centrales Pozo Almonte Solar 1 y Pozo Almonte Solar 2 del grupo Enorchile [49] en la Región de Tarapacá, provincia Tamarugal, comuna Pozo Almonte; junto a la central Solar El Águila I del grupo E-CL [50] en la Región de Arica y Parinacota, provincia de Arica. Con esta información se calculó el promedio horario diario de una semana, mostrado en el Anexo 3.

### Escenarios de Penetración de ENRC

Utilizando la información del perfil de potencia eólica y solar se crean nueve escenarios de penetración de ENRC que serán analizados en este estudio, ver Ilustración 11.

Escenario	1	2	3	4	5	6	7	8	9
% aporte ENRC promedio horario	0	1.21	2.43	7.28	10.93	14.57	18.21	24.28	35.21
% aporte máximo de ENRC		3.40	6.81	20.42	30.63	40.84	51.05	68.06	98.69
Potencia máxima (MW)		72.45	144.90	434.70	652.05	869.40	1,086.75	1,449	2,101.05

**Tabla 3: Escenarios de operación [Fuente propia]**

El resumen de los escenarios de penetración de energía renovables es descrito en la Tabla 3, el detalle de los escenarios se encuentra en el Anexo 2.

#### 4.2.2 Datos del parque existente considerado

Para determinar el parque generador donde se realizó el estudio se utilizaron las unidades que componen el SING, tales como centrales térmicas, hidráulicas y ERNC. La información necesaria se refiere a las capacidades instaladas, montos de reservas, los costos de operación y parámetros técnicos de las unidades. Además, se consideraron los montos de reserva primaria y secundaria del informe del CDEC-SING [46].

Centrales CARBON	Pmin(MW)	Pmax (MW)
CTM1	90	165.9
CTM2	84	175
CTTAR	90	158
NTO1	33	136.3
NTO2	65	141.04
U10	15	37.5
U11	15	37.5
U12	45	85.3
U13	45	85.5
U14	65	136.4
U15	65	132.4
ANG1	130	264
ANG2	130	264

Central GAS	Pmin (MW)	Pmax (MW)
CTM3-TG	100	156.25
TG1	10	24.698
TG12	60	208
TG1A	110	120.3
TG1B	110	120.3
TG2	7.9	21
TG2A	95	123.71
TG3	10	37.5
U16-TG	115	270

Central (FuelOil)	Pmin (MW)	Pmax (MW)
CTM1	90	165.9
CTTAR	85	140

Centrales DIÉSEL	Pmin (MW)	Pmax (MW)
TG1A+0.5TV1C	110	190.81
TG1A+TG1B+TV1C	310	399.7
TG1B+0.5TV1C	110	190.5
TG2B+0.5TV2C	155	191.7
TG3	10	37.5
TGIQ	10	22.2
TGTAR	3	23.75
ZOFRI_1-6	0.36	0.9
ZOFRI_2-5	1.03	5.16
INACAL	0.85	6.8
ZOFRI_7-12	0.8	4.8
CTA	100	165
CTH	100	165
MHAH	0	1
MHT2	0	1

Centrales DIÉSEL	Pmin (MW)	Pmax (MW)
CTM3-TG	100	156.25
CTM3-TG+CTM3-TV	130	250.75
CUMMINS	0.722	0.722
DEUTZ	0.653	2
GMAR	2.1	8.4
M1AR	0.999	2.997
M2AR	1.462	2.997
MAIQ	5.936	5.936
MIIQ	1.462	3
MIMB	6	28.64
MSIQ	6.2	6.2
SUIQ	1.4	4.2
SUTA	5	103.68

Tabla 4: Máximo y mínimo técnico de las centrales térmicas [10]

En la Tabla 4 se enumeran las unidades térmicas utilizadas en el estudio. Se indica el tipo de combustible utilizado, el máximo y mínimo técnico de cada una de las unidades generadoras, las que en total suman 52 unidades con una potencia total instalada de 5,188.09 MW. Las centrales de carbón poseen un total de 1,818.84 MW que equivale al 35%; centrales Diésel 1,981.59 MW, que representa un 38%; centrales fuel oil 305.9 MW, correspondiente a un 0.5%; mientras que las centrales de gas natural tiene una capacidad total de 1,081.75 MW, equivalente al 20% del parque térmico.

Se consideró la operación de unidades en ciclo combinado abierto y cerrado, además de funcionar con gas natural o Diésel. En los Anexo 4 se muestra en detalle los parámetros técnicos utilizados del parque generador.

### 4.2.3 Características de las centrales de bombeo propuestas

Se realiza una revisión de los parámetros técnicos de las centrales PSHH a nivel mundial, detallados en el Anexo 1. Para la simulación se consideró una central de bombeo lazo cerrado, donde el único afluente de agua es el tomado por la bomba desde un estanque inferior. Para este caso se asume el agua del océano Pacífico, los parámetros de volumen inicial y final son conocidos. Los principales parámetros considerados son: la potencia máxima en modo generación y bombeo, la eficiencia en modo bomba y generación, el volumen del embalse superior y la capacidad en hora de almacenamiento. En la Tabla 5 se detallan las centrales bajo estudio.

	P Bomba (MW)	P Generación (MW)	Eficiencia Bomba (%)	Capacidad de almacenamiento (h)	Vol max embalse (Km3)
Central 1	50	50	80	8	1444
Central 2	100	100	80	8	2880
Central 3	200	200	80	8	5776

Tabla 5: Centrales de almacenamiento por bombeo [Fuente propia]

## Capítulo 5 Análisis y Resultados

---

Las características del parque generador mencionadas en el capítulo 4 se introdujeron en el modelo para obtener la optimización de la operación, los escenarios de energía mini-hidráulica, eólica y solar son determinísticos; los requerimientos de control primario y reserva en giro son constantes para todo el horizonte de programación.

Las simulaciones se realizan con un horizonte de programación de 7 días para reflejar el comportamiento de la central PHSS en una semana, con las restricciones de balance de volumen, cotas máximas y mínimas del estanque. La resolución utilizada es de 1 hora para todo los casos, por lo tanto, el período de evaluación es de 168 horas.

El optimizador está programado con una formulación MILP, el cual resuelve el problema con el algoritmo Branch&Cut. El problema es resuelto con un gap 0.009. El software utilizado es programado en Java y como interfaz al usuario utiliza Excel, donde se ingresan y se cargan los datos en una base de datos SQL. El software utiliza como herramienta de optimización CPLEX 12.1.

### 5.1 Casos de estudio

Con el objetivo de realizar un análisis comparativo se plantean nueve escenarios con diferentes niveles de penetración de ENRC, con el fin de determinar el escenario más favorable para la implementación de la central PHSS. A continuación se muestra, la evaluación de cada uno de ellos.

#### 5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 0,6%(escenario 1)

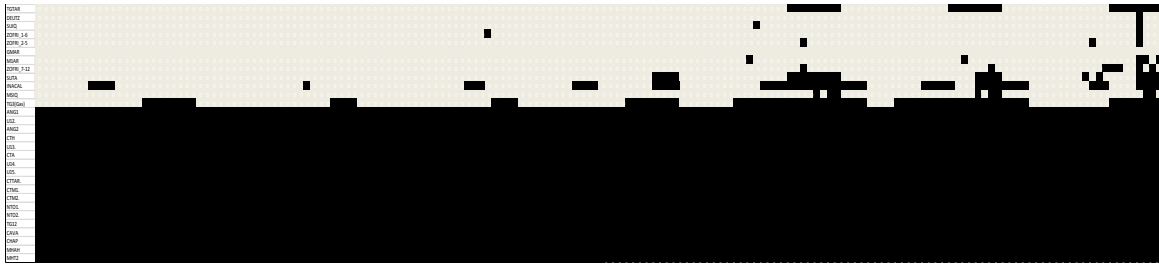
En el primer caso de estudio se evaluó la operación de las centrales antes mencionadas con una penetración de energía renovable de 0.6% aportadas por las centrales existente mini-hidro Chapiquiña de propiedad de E-CL con una potencia bruta instalada de 10.2 MW ubicada en la comuna de Putre, y la central Cavanca -propiedad de Cavanca- que tiene una potencia bruta

instalada de 2.6 MW, en la comuna de Iquique [46]. La demanda máxima se presenta entre las horas 117 y la 120 con 2,195.8 MW y la mínima es de 2,021.6 MW entre las horas 153 y 156.

### **Análisis del caso base**

Los resultados que se muestran a continuación describen un caso base donde no existe la presencia de la central PHSS. En la Ilustración 12 parte A, se muestra el encendido y apagado de las unidades del sistema en una semana (los relleno en negro significa encendido); se observa que un número de centrales permanece encendidas durante todo el periodo; estas aportan 2,019.84 MW cada hora y corresponden a las centrales térmicas de carbón y las centrales de pequeños medio de generación distribuidas PMDG. Las variaciones de la demanda son absorbidas por las centrales ANG1 de carbón, TG3 de gas y las centrales rápidas Diésel INACAL, SUTA, TGTAR, MSIQ, ZOFRI\_7-12, M1AR, ZOFRI\_2-5, SUIQ, ZOFRI\_1-6 Y DEUTZ.

Por otro lado, en la Ilustración 13 se muestra la curva horaria de la demanda versus los costos marginales resultantes del despacho del sistema en este escenario. El 66% de las horas de la semana margina la central ANG1 con un costo variable de 24.44 USD\$/MWh; entre las horas 117, 118, 119 y 120 se presenta un costo marginal de 93.419 USD\$/MWh marcado por la central SUTA con 28.417MW, 34.3171MW, 28.4171MW, 28.4171 MW respectivamente, con la central TGTAR en potencia mínima; mientras que el costo marginal más alto se presenta en las horas 160 y 161 marcados por la central ZOFRI\_7-12 con 0.882MW y 1.46 MW respectivamente, en este caso la central siguiente por orden de mérito es la central SUTA, pero esta tiene una potencia mínima de 5MW y al encenderla subiría el costo total de operación en esas horas.



A) Caso Base



B) Caso PHSS 50 MW



C) Caso PHSS 100 MW



D) Caso PHSS 200 MW

Ilustración 12: Unit commitment -Escenario 1 [fuente propia]

Como resultado para el periodo de evaluación se obtiene un costo de operación total de USD \$ 8,082,175.52.

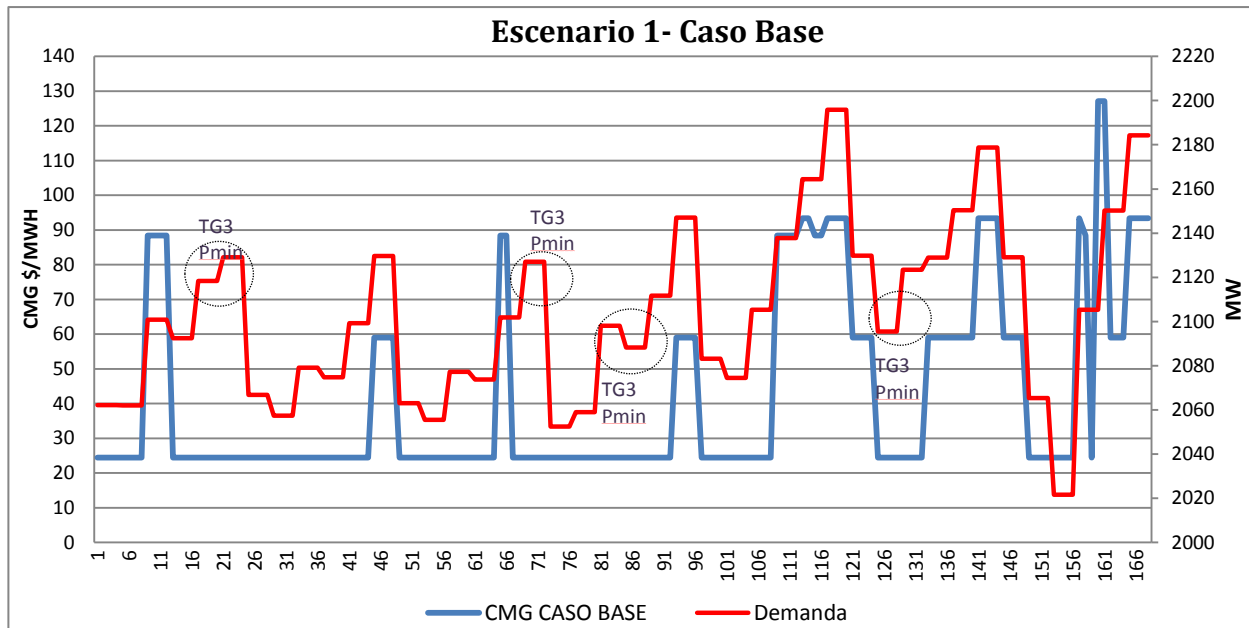


Ilustración 13: Escenario 1 Caso base-CMG [fuente propia]

### Análisis de la operación con la central PHSS 1 (C1-01)

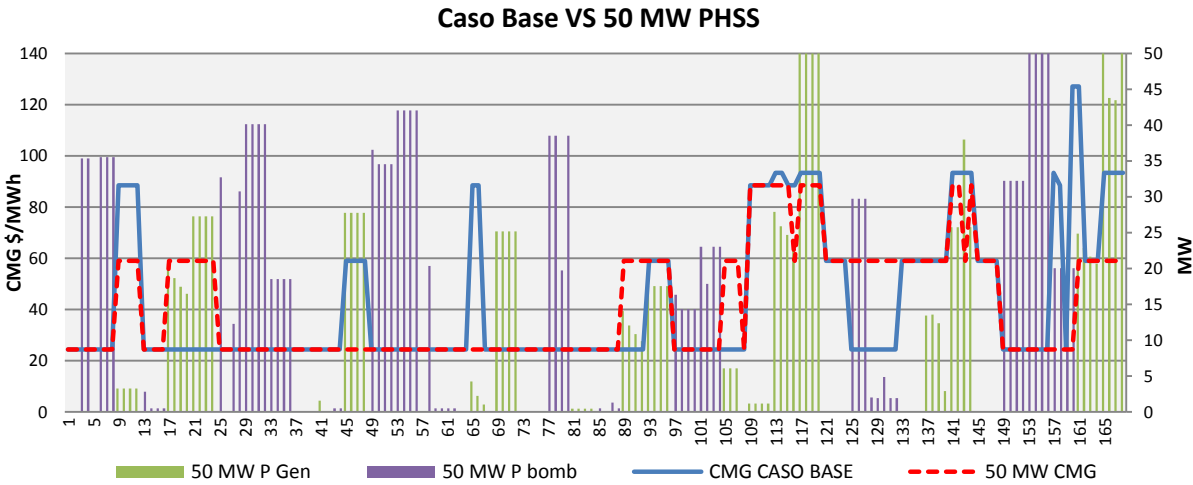
En este caso se realiza el despacho bajo la modelación explicada en el la Sección 3.2.3 donde se incluyen las centrales hidroeléctricas de bombeo. Analizaremos la implementación de la central 1 cuyas características se encuentran en la Tabla 5 en el capítulo 4 sección 4.2.3.

El Unit Commitment del sistema se observa en la Ilustración 12 lado B, en esta simulación las centrales bases aportan 2,019.84 MW en cada hora; al tener el aporte de la central PHSS los cambios son absorbidos en menor proporción por las centrales a gas y Diésel. La central TG3 genera un total de 1,138.7 MWh en el caso base (CB-01) mientras que en este caso genera 809.06 MWh, lo que representa una reducción del 28.9%, así también disminuye el aporte de la centrales INACAL, TGTAR y SUTA. No entran en operación las centrales MSIQ, ZOFRI\_7-12, M1AR, ZOFRI\_2-5, SUIQ, ZOFRI\_1-6 y DEUTZ, pero aparece la central GMAR con un aporte de 2.1 MWh.

Aunque el Unit Commitment sufra un leve cambio, no genera grandes efectos económicos debido a que no afecta el encendido y apagado de unidades que tienen costos asociados a esto. El costo de operación total se reduce un 0.585 % con respecto al caso base, lo que significa un

ahorro de USD\$47,278. La central hidroeléctrica de bombeo percibe según esta simulación una utilidad de USD\$36,237.7.

En la Ilustración 14 se muestra el despacho de la central PHSS de 50 MW, además se observan los costos marginales horarios del caso base y el efecto que produce la PHSS en estos. El promedio de los costos marginales es de 41.50 USD\$/MWh presentando una disminución de 1.96% con respecto al CB-01; el costo marginal máximo que se presenta en este periodo es de 88.44 USD\$/MWh marcado por la central INACAI. Como es de suponer la central PHSS opera de forma que bajan los costos de operación del sistema, por lo que bombea en horas valles donde existen grandes reservas en giro y genera en horas punta donde se presentan los mayores costos de operación, con el fin de desplazar centrales de mayor costo variable o apagar unidades de costo variable mayor que se encuentran en potencia mínima. La central 1 aportó en modo generación al sistema 1,295.08 MWh y demandó 1,618.85 MWh. El aporte máximo que realiza la central es de 50 MW en el bloque de demanda máximo que corresponde a un 2.27% de la demanda a esas horas.



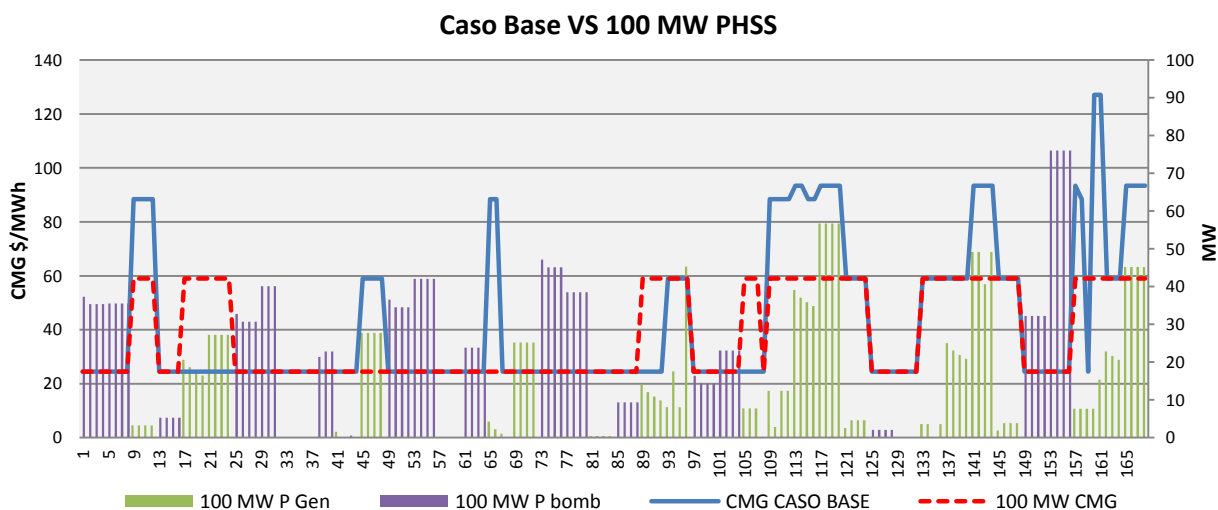
**Ilustración 14: Despacho de la central PHSS 50 MW en escenario 1 [Fuente propia]**

**Análisis de la operación con la central PHSS 2 (C2-01)**

En este caso analizaremos la implementación de la central 2 cuyas características se encuentran en la Tabla 5.



El Unit Commitment del sistema se observa en la Ilustración 12 lado C; en esta simulación el aporte de las centrales bases se mantiene en 2,019.84 MW en cada hora al igual que en los otros casos. Cabe destacar que las centrales Diésel no entran en operación en todo el periodo de evaluación y todo los cambios de la demanda son absorbidos por la central PHSS y la central TG3 de gas que genera en total 606.13 MWh. El UC presenta cambios considerables con respecto al CB-01, que significa un ahorro de USD\$57,951; el costo de operación total se reduce un 0.717 %, percibiendo una utilidad de USD\$37,595.3.



**Ilustración 15: Despacho de la central PHSS 100 MW en escenario 1 [Fuente propia]**

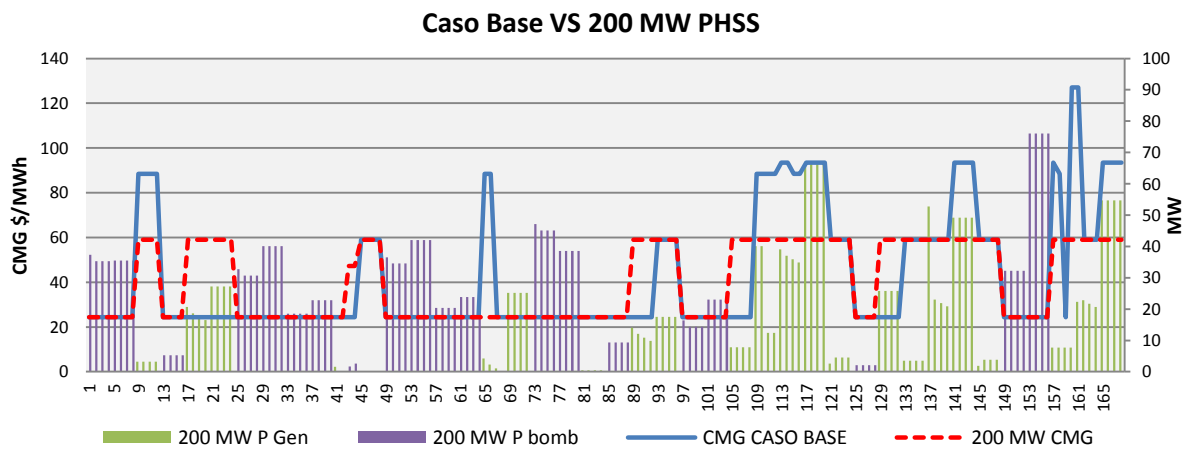
En la ilustración 15 se muestra el despacho de la central PHSS de 100 MW, los costos marginales horarios del caso base frente el efecto que produce la PHSS. El promedio de los costos marginales presentó una disminución de 9.70% con respecto al CB-01 llegando a 38.22 USD\$/MWh. El costo marginal máximo que se presenta en este periodo es de 59 USD\$/MWh marcado por la central TG3; la central 2 aportó en modo generación al sistema 1,592 MWh y demandó 1,990 MWh. El aporte máximo que realiza la central es de 56.76 MW en el bloque de demanda máximo, que corresponde a un 2.58% de la demanda en esas horas.

### **Análisis de la operación con la central PHSS 3 (C3-01)**

Seguidamente analizaremos la implementación de la central 3, cuyas características se encuentran en la Tabla 5.

En la Ilustración 12 parte D, se muestra el encendido y apagado de las unidades del sistema, que presenta un comportamiento similar de la operación obtenida con la central PHSS 2. Tanto en esta como en todas las simulaciones del escenario 1, el aporte de las centrales bases se mantiene fijo en 2,019.84 MW en cada hora.

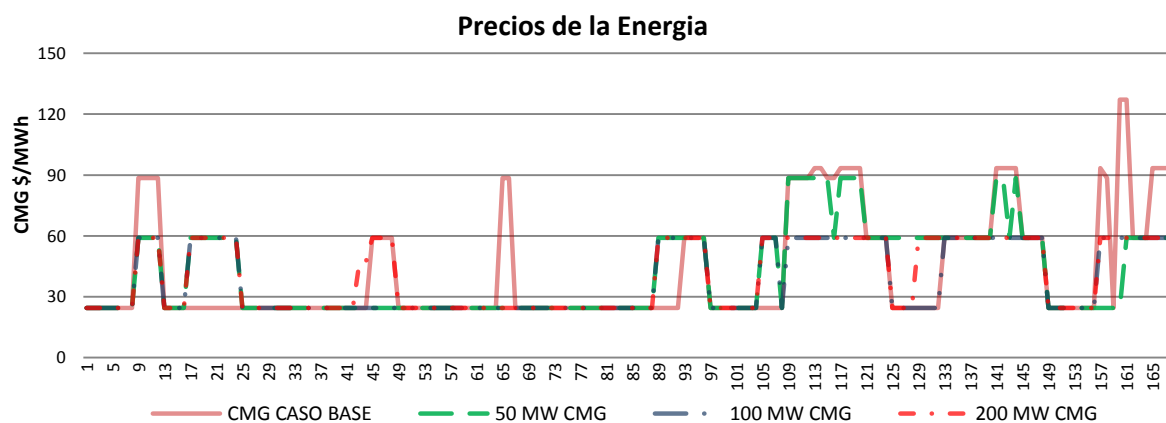
De igual manera las centrales Diésel no entran en operación en todo el periodo de evaluación y todo los cambios de la demanda son absorbidos por la central PHSS y TG3 de gas que genera en total 452.84 MWh. El Unit Commitment presenta cambios leves con respecto al CB-01, que significa un ahorro de USD\$62,187, el costo de operación total se reduce un 0.769 % percibiendo una utilidad de USD\$46,427.3.



**Ilustración 16: Despacho de la central PHSS 200 MW en escenario 1 [fuente propia]**

La Ilustración 16 da cuenta del despacho de la central PHSS de 200 MW, los costos marginales horarios del CB-01 frente al efecto que produce la PHSS. En estos, el promedio de los costos marginales resultantes del despacho con la actuación de la central de bombeo es de 40.35 USD\$/MWh; presentó una disminución de 4.68% con respecto al CB. Al igual que el caso anterior, el costo marginal máximo que se presenta en este periodo es de 59 USD\$/MWh marcado por la central TG3; la central 3 aportó en modo generación al sistema 1,770.98 MWh y demandó 2,213.72 MW. El aporte máximo que realiza la central es de 66.26 MW en el bloque de demanda máximo que corresponde a un 3.01% de la demanda en esas horas. La información anterior es resumida en el Anexo 7 en la Tabla 15, donde se muestra el caso base y la operación de cada una de las centrales PHSS.

En concordancia con lo anterior se presenta la Ilustración 17, donde observamos la curva de los CMG horarios de cada caso, notándose que en su mayoría la inclusión de las centrales PHSS implican una reducción de los CMG, exceptuando el bloque entre las horas 17 y 24. En el caso base la central TG3 está en potencia mínima y margina la central ANG1 con 24.44 USD\$/MWh y posee una reserva levemente superior a la requerida por el sistema; mientras que en los casos donde entran en operación las centrales PHSS ( C1-01,C2-01,C3-01) el CMG es de 59 USD\$/MWh marcado por la central TG3, que aunque está apagada sería la que proporcionaría el MWh adicional, ya que la reserva en este periodo está en el mínimo requerido por el sistema.



**Ilustración 17: Costos marginales del escenario 1 [Fuente propia]**

Para concluir se muestra en la Tabla 6 el total los costos de operación, encendido y apagado del sistema en el periodo evaluado y los ahorros que se proveen con la implementación de las centrales PHSS para el escenario 1. Observando que los costos de partida y parada permanecen estables en todos los casos, aunque anteriormente se mostró que el Unit Commitment cambia para cada caso, las centrales que tienen estos costos asociados son las de carbón y estas permanecen encendidas en todo el periodo de evaluación.

Escenario	Casos	Costo USD\$	Total Costo USD\$	Operación Costo USD\$	Partida Costo USD\$	Parada Costo USD\$	Ahorro USD\$
1	Caso base (CB)	8,082,176	8,077,163	398	4,614		
	50 MW (C1)	8,034,897	8,029,885	398	4,614		47,278
	100 MW (C2)	8,024,225	8,019,212	398	4,614		57,951
	200 MW(C3)	8,019,989	8,014,976	398	4,614		62,187

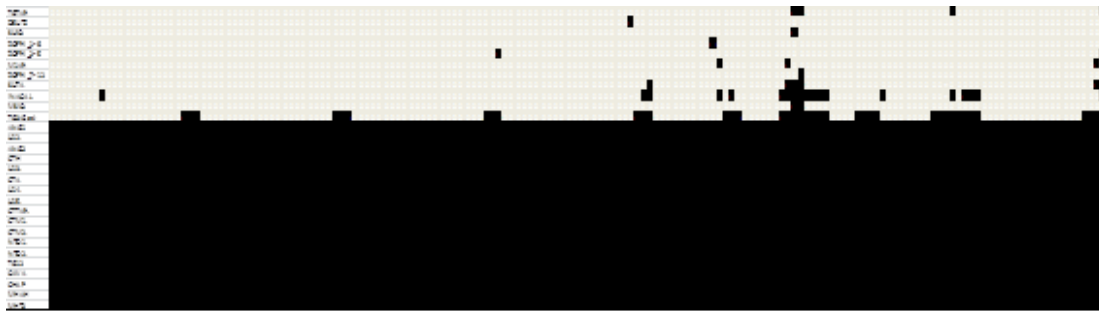
**Tabla 6: Costos en el escenario 1 [Fuente propia]**

### **5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 1.21% (escenario 2)**

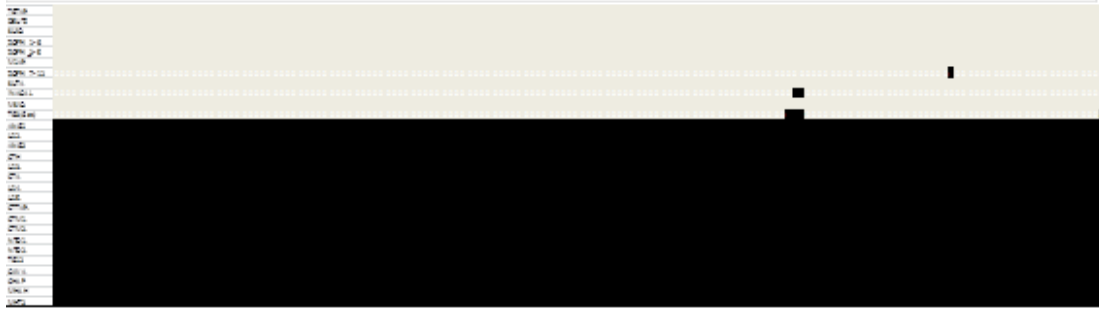
En nuestro segundo escenario se evaluó la operación del parque generador compuesto por las unidades térmicas detalladas en Anexo 4, las centrales mini-hidro Chapiquiña y Cavancha, la central eólica y solar descrita en la Sección 4.1.1, con el perfil de generación descritos en la Tabla 3 e Ilustración 11.

#### **Análisis del caso base (CB-02)**

Como se mencionó anteriormente, el caso base no cuenta con la central PHSS. En la Ilustración 18 parte A, se muestra el encendido y apagado de las unidades del sistema en una semana. Observamos que un número de centrales permanece encendidas durante todo el periodo y estas aportan 2019.84 MW cada hora; estas son la centrales térmicas de carbón y las centrales de pequeños medio de generación distribuida PMDG. Las variaciones de la demanda son absorbidas por las centrales ANG1, TG3 (gas) y las centrales rápidas Diésel SUTA, INACAL, MSIQ, TGTAR, M1AR, ZOFRI\_2-5, DEUTZ, SUIQ, ZOFRI\_7-12 Y ZOFRI\_1-6.



A) Caso Base



B) Caso PHSS 50 MW

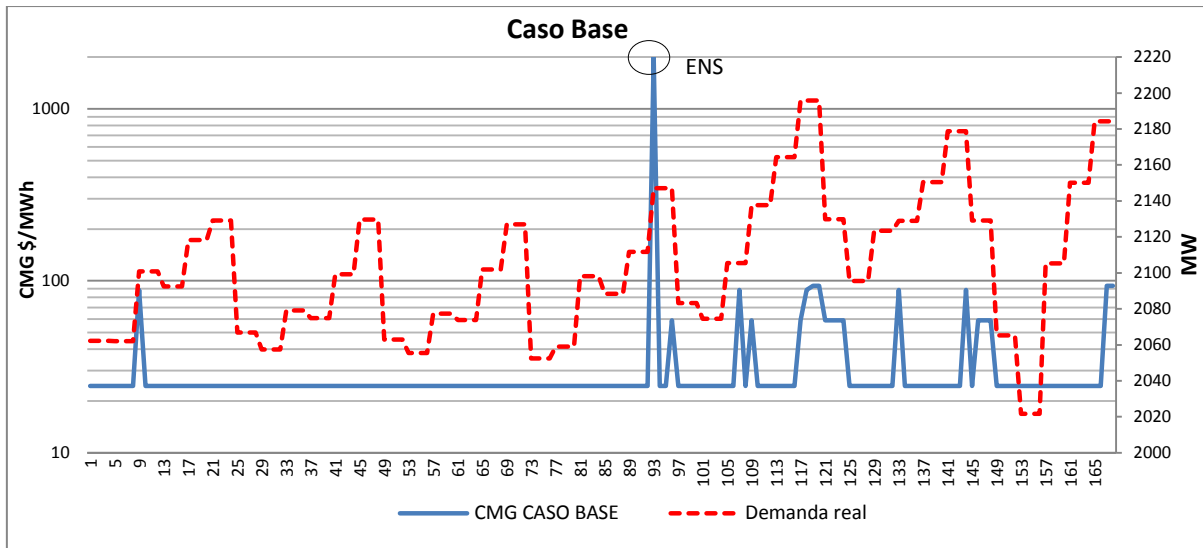


C) Caso PHSS 100 MW



D) Caso PHSS 200 MW

Ilustración 18: Unit Commitment Escenario 2 [Fuente propia]



**Ilustración 19: Escenario 2 Caso base-CMG [Fuente propia]**

En la Ilustración 19 se muestra la curva horaria de la demanda versus los costos marginales resultantes del despacho del sistema en este escenario. El 2.38%, 2.97%, 5.95 % de las horas de la semana margina la central SUTA, INACAL, TG3 con un costo variable de 93.419 USD\$/MWh, 88.443 USD\$/MWh y 59 USD\$/MWh, respectivamente

En este escenario en la hora 93 se presenta una energía no suministrada de 4.6 MW, que es suministrados en los escenarios siguientes por la central PHSS. Cuando el programa realiza la optimización es más económico pagar estos 4.6 MW a precio de falla 2,000 USD/MWh que prender una central de costo variables alto y con restricciones de operación que encarecería los costos totales a esa hora, por ejemplo la central que sigue en orden de mérito es la central a gas TG3 cuyo costos variable es de 59 USD\$/MWh y potencia mínima 10 MW, encender esta central implica cambiar la consignas de las centrales que están por debajo además esta tiene un tiempo de permanencia encendida de mínimo 3 horas.

Para el periodo de evaluación se obtiene un costo de operación total de USD\$7,916,986.32. La hora que presenta el mayor costo de operación es la 120 margina la central SUTA con 26.617 MW y se tiene en potencia mínimas las centrales MSIQ, TGTAR y ZOFRI\_7-12 que suman un costo total de USD\$1,296.345 y en conjunto aportan 10 MW más 11 MW de reserva en giro.

Seguidamente analizaremos la operación del sistema con la implementación de las centrales PHSS.

### **Análisis de la operación con la central PHSS 1 (C1-02)**

Se simuló la operación del sistema con la operación de la central 1 cuyas características se encuentran en la Tabla 5.

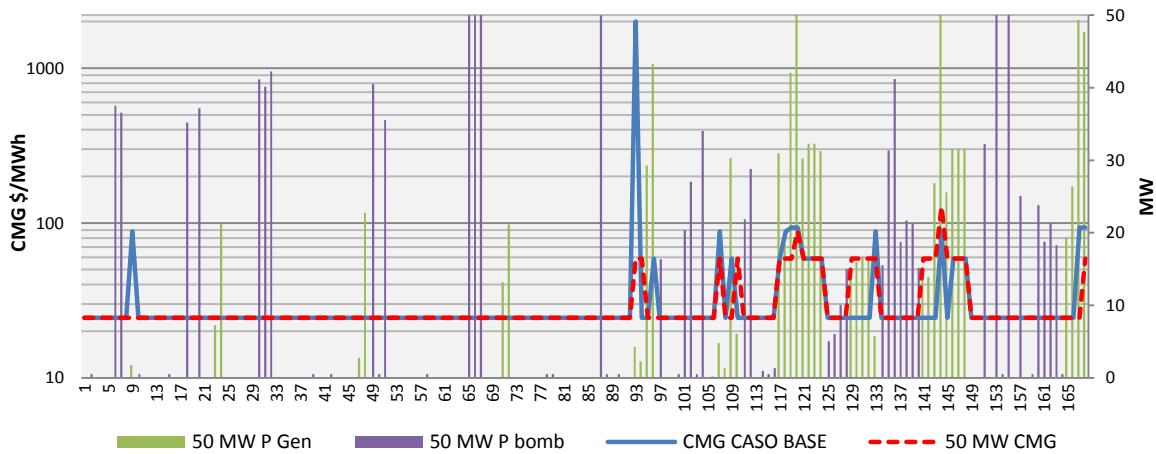
El Unit Commitment del sistema se observa en la Ilustración 18 parte B; en esta simulación las centrales bases aportan 2,019.84 MW en cada hora, al tener el aporte de la central PHSS los cambios son absorbidos en menor proporción por las centrales a gas y Diésel.

En la Ilustración 20 se observa que el mayor costo marginal se presenta en la hora 144 y es de 127USD\$/MWh marcado por la central ZOFRI\_7-12. Esta hora tiene un costo de operación de USD\$48,022.312 que representa un ahorro de USD\$2,463.7 con respecto al CB-02 de este escenario, debido a que las centrales que estaban en potencia mínima se apagaron. Ver Ilustración 18 parte B.

El costo de operación total tiene una leve reducción de 0.265% con respecto al caso base, y la central PHSS de 50 MW recibiría una utilidad de USD\$20,940.10.

La central PHSS 1 aportó en modo generación al sistema 916.59 MWh y demandó 1145.73 MWh. El aporte máximo que realiza la central es de 50 MW en el bloque de demanda máximo que corresponde a un 2.29 % de la demanda en esas horas.

### Caso Base VS 50 MW PHSS



**Ilustración 20: Despacho de la central PHSS 50 MW [Fuente propia]**

Para este escenario realizaremos en análisis de la central de 100MW y 200 MW juntas, ya que presentaron el mismo comportamiento.

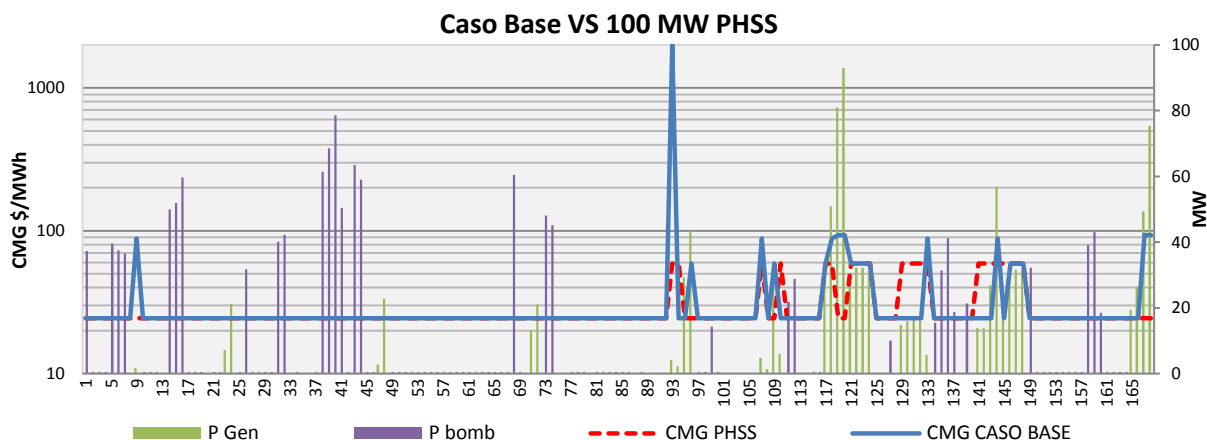
### **Análisis de la operación con la central 2 y 3 (C2-02, C3-02)**

Como se ha mencionado anteriormente las características de las centrales se encuentran en la Tabla 5.

El encendido y apagado de las unidades del sistema se puede ver en la Ilustración 18 partes C y D; el aporte de las centrales bases se mantiene fijo en 2,019.84 MW por cada hora. Las variaciones de la demanda son absorbidas por la central ANG1 y PHSS.

En la Ilustración 21 se observa que el mayor costo marginal para el caso de la central PHSS es de 59 USD\$/MWh marcado por la central TG3, que en este caso no está encendida pero sería la que entregaría el MW adicional ya que en esas horas la reserva está en el requerimiento mínimo del sistema.





**Ilustración 21: Despacho de la central PHSS 100-200 MW [Fuente propia]**

El promedio de los costos marginales resultantes del despacho de la central de bombeo es de 29.17 USD\$/MWh; presentó una disminución de 30.22% con respecto al CB-02. Esta central aportó en modo generación al sistema 1,065.49 y demandó 1,331.86 MWh. El aporte máximo que realiza la central es de 92.96 MW en el bloque de demanda máxima que corresponde a un 4.234% de la demanda en esas horas, llevando el precio marginal de 93.41USD\$/MWh en el CB-02 a 24.44 USD\$/MWh en el caso actual. El costo de operación mayor en una hora que se presentó fue de USD\$47,436.58, lo que representa una disminución de 11.87 % con respecto al costo más alto del CB-02; mientras que la disminución frente a la misma hora fue de 11.85%. El costo total del sistema para el periodo evaluado fue de USD\$7,893,895 que significa un ahorro de USD\$23,091.134.

Por último, la utilidad percibirían las centrales de 100 y 200 MW en esta simulación es de USD\$11,688.98.

El resumen de la operación se encuentra en el Anexo 7 en la Tabla 16, donde se muestra el caso base y la operación de cada una de las centrales PHSS.

En relación con los casos antes expuestos se muestra en la Ilustración 22, la curva de los CMG horarios de cada caso; cabe destacar que el lado derecho de la gráfica están en escala logarítmica en base a diez, debido a que en el caso base en la hora 93 se presenta el costo de energía no suministrada 2,000 USD\$/MWh. Esta falla es superada en los demás casos (C1-02, C2-02, C3-02) con un aporte de 4.26 MW en modo generación de la central PHSS en cada uno. Nótese que en su mayoría la inclusión de las centrales PHSS implican una reducción de

los CMG, exceptuando la hora 144, donde la central de 50MW presenta un CMG mayor, esta razón fue explicada anteriormente.

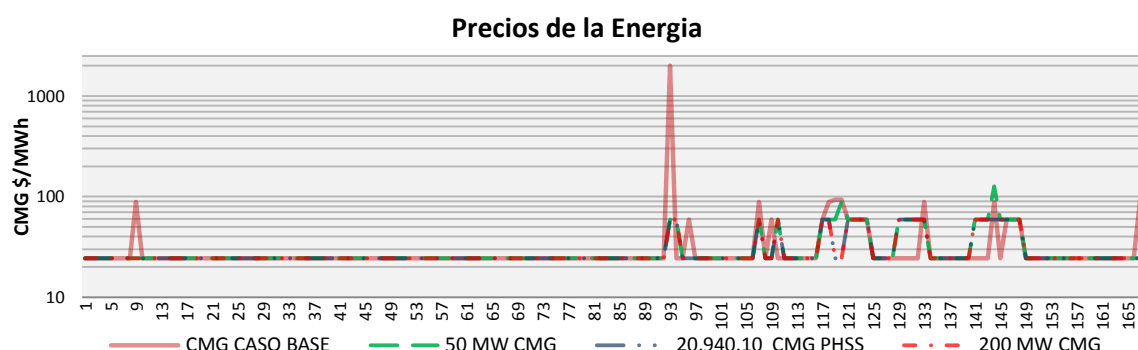


Ilustración 22: Costos marginales del escenario 2 [Fuente propia]

Para finalizar el análisis de este escenario se muestra en la Tabla 7 el total los costos de operación, encendido, apagado del sistema en el periodo evaluado y los ahorros que se proveen con la implementación de las centrales PHSS para el escenario 2. Observando que los costos de partida y parada permanecen estables en todos los casos, aunque anteriormente se mostró que el UC cambia para cada caso, las centrales que tienen estos costos asociados son las de carbón y estas permanecen encendidas en todo el periodo.

Escenario	Casos	Costo Total USD\$	Costo Operación USD\$	Costo Partida USD\$	Costo Parada USD\$	Ahorro USD\$
2	Caso base CB	7,916,986	7,911,974	398	4,614	
	50 MW (C1)	7,896,033	7,891,021	398	4,614	20,952
	100MW (C2)	7,893,895	7,888,883	398	4,614	23,091
	200MW(C3)	7,893,895	7,888,883	398	4,614	23,091

Tabla 7: Costos del escenario 2 [Fuente propia]

### 5.1.2 Resultados con penetración de ENRC 2.43% (escenario 3)

El tercer escenario se simuló con el mismo parque térmico y perfil de la centrales mini-hidro mencionado anteriormente, y se adicionaron centrales eólicas y solares con el perfil mostrado en la Ilustración 11, que completan un 2.43% de promedio horario de penetración. Lo anterior corresponde al doble que hay instalado en la actualidad en el SING, marcando un máximo de penetración en la hora 136 con 144.9 MW, equivalente al 6.81% de la demanda. El perfil de demanda que se utiliza es todos los escenarios es el mencionado en la Sección 4.2.1

## Análisis de los casos de operación

En la Ilustración 23 se muestra el resultado de los costos marginales para todos los casos evaluados en este escenario. Para nuestro caso base el CMG mayor se presentó en la hora 109 marcado por la central TGTAR, entregando una potencia de 4.5 MW; en esta hora la presencia de ENRC es de 12.7 MW, pero la hora siguiente incrementó a 68 MW, lo que condujo a operar la central TGTAR de costo variable alto, pero respuesta rápida. En las horas 118 y 132 se presenta un comportamiento similar donde salen 60 MW y entran 32 MW de ENRC, respectivamente. En estos casos margina la central GMAR con un costo variable de 138.69 USD\$/MWh. Este caso tiene un CMG promedio de 32.49 USD\$/MWh. Al ingresar las centrales PHSS evaluadas para esta investigación se observa una disminución significativa de los CMG, gracias a su rápida respuesta y bajos costos de generación.

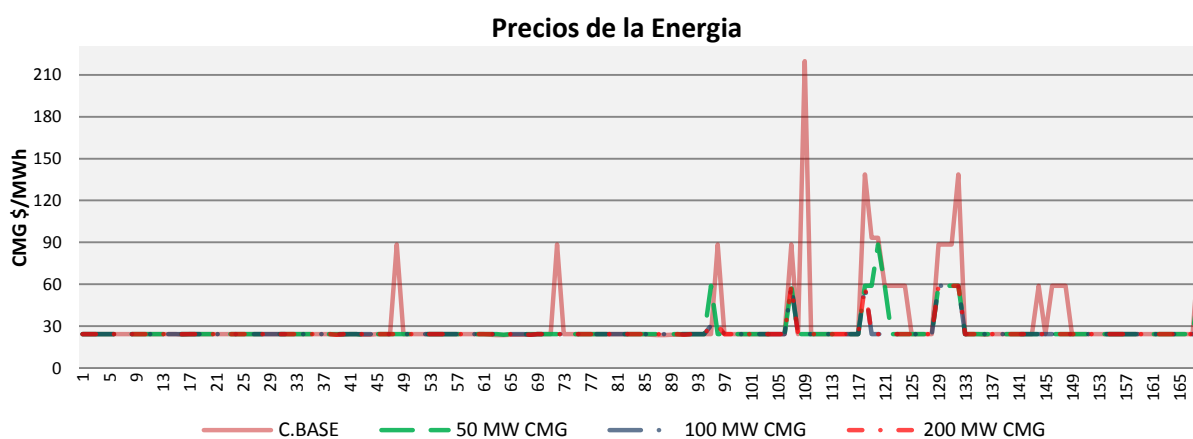
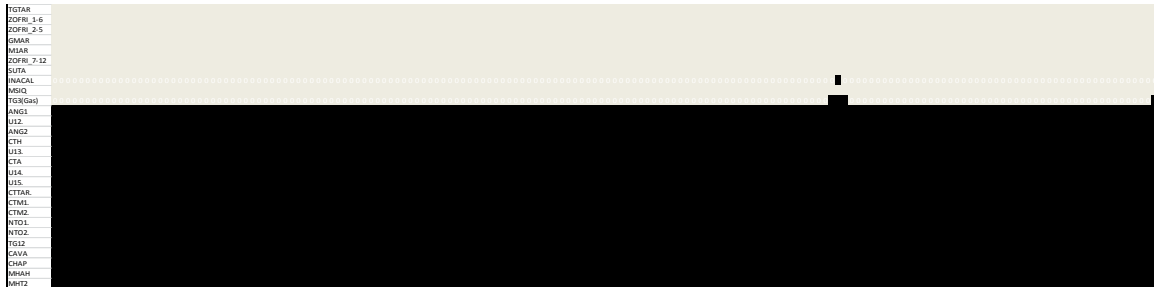


Ilustración 23: Costos marginal del escenario 3 [Fuente propia]

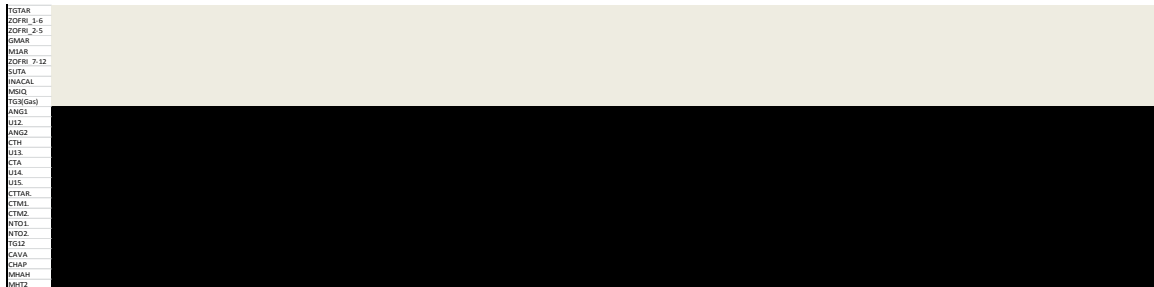
El Unit Commitment de cada caso se puede observar en la Ilustración 24, donde se reafirma que la inclusión de las centrales PHSS estabiliza el sistema y baja los CMG como se muestra en la Ilustración 23.



A) Caso Base



B) Caso PHSS 50 MW



C) Caso PHSS 100 MW



D) Caso PHSS 200 MW

**Ilustración 24: Unit commitment -Escenarios 3 [Fuente propia]**

En el caso base observamos el apagado y encendido de un gran número de centrales: SUTA, INACAL, TGTAR, GMAR, MSIQ, ZOFRI\_2-5, M1AR, ZOFRI\_7-12, ZOFRI\_1-6 y TG3(Gas). Las centrales que mantiene su consigna de potencia constante en cada hora aportan

1,670 MW, a diferencia del caso donde está la central PHSS de 50 MW las centrales en base aportan 1,934.54 MW de forma constante en todas las horas, y solo se presenta el encendido y apagado de la central TG3 e INACAL. En el caso de las centrales de 100 MW y 200 MW basta con cambiar la consigna de ANG1, generar y bombear con la PHSS para contrarrestar los cambios bruscos que se presentan. En el Anexo 6 encontramos el despacho detallado de las centrales PHSS.

Los costos del sistema se observan en la Tabla 8. El costo total del sistema en el caso base fue de USD\$7,803,859, presentándose una leve disminución para los casos con presencia de las centrales PHSS de 0.216%, 0.231% y 0,232% de las centrales 1, 2, 3 respectivamente.

Escenario	Casos	Costo Total USD\$	Costo Operación USD\$	Costo Partida USD\$	Costo Parada USD\$	Ahorro USD\$
3	Caso base (CB)	7,803,859	7,798,847	398	4,614	
	50 MW (C1)	7,786,996	7,781,984	398	4,614	16,863.44
	100 MW (C2)	7,785,760	7,780,747	398	4,614	18,099.92
	200 MW(C3)	7,785,756	7,780,743	398	4,614	18,103.94

**Tabla 8: Costos del escenario 3 [Fuente propia]**

Es importante destacar que en este escenario las centrales PHSS de 100 MW y 200 MW perciben utilidad negativa de USD\$-1,766.54 y USD\$-1,773.63 respectivamente, debido a que la curva de CMG en este caso fue aplanada de manera significativa con la presencia de las PHSS y las ENRC, pero esta inserción no causa cambios significativos en el Unit Commitment, como se observa en la Tabla 8 en los costos de partida y arranque del sistema que son contantes en todos los casos.

### **5.1.3 Resultados con penetración de ENRC 7.28% (escenario 4)**

Para el escenario cuarto se adicionaron centrales eólicas y solares con el perfil mostrado en la Ilustración 11, que completan un 7% de promedio horario de penetración, marcando un máximo de penetración en la hora 136 con 434.7 MW, equivalente al 20.42% de la demanda. El perfil de demanda que se utiliza es todos los escenarios es el mencionado en la Sección 4.2.1

### Análisis del caso base (CB-04)

Como se mencionó anteriormente, el caso base no cuenta con la central PHSS; en la Ilustración 25 se muestra la curva de los costos marginales versus el perfil de la demanda. Observamos en la hora 145 un valor de USD\$ 2000 que representa ENS por una cantidad de 0.76 MW; en esta hora salen del sistema 96 MW de ENRC, y por motivos de características técnicas y económicas se hace más rentable pagar el costo de falla a esa pequeña cantidad de MW que encender una unidad que tiene un alto valor de MW de potencia mínima u otra que tenga tiempos mínimos de permanencia encendida mayor a la necesidad.

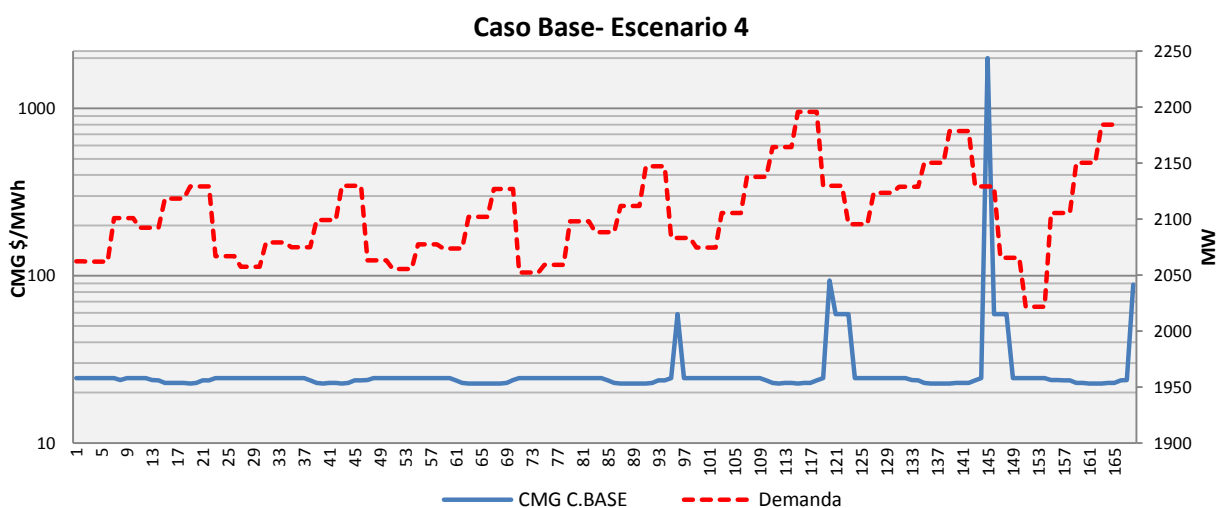
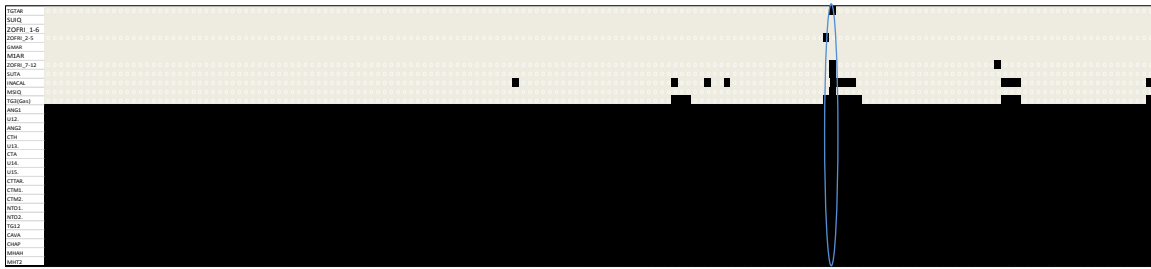


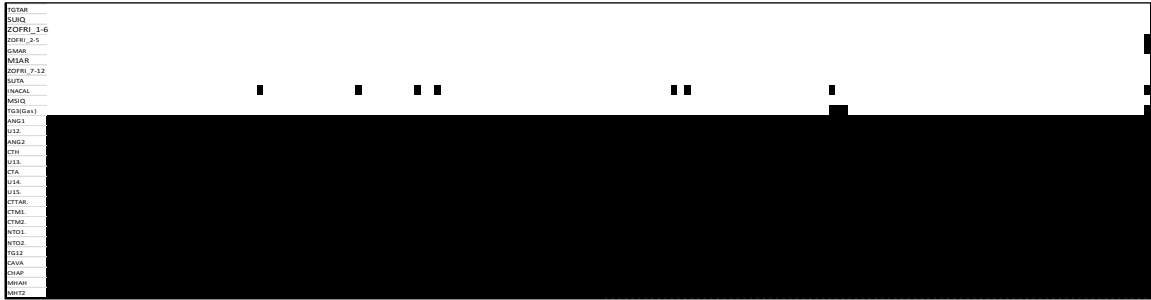
Ilustración 25: Escenario 4 Caso base-CMG [Fuente propia]

El mayor CMG se presenta en la hora 120 justamente donde está la mayor demanda del sistema. En la hora siguiente la demanda baja 66 MW y hay una penetración de ENRC de 0.27% de la demanda, por lo que se opera con centrales rápidas de costo variable alto. En la Ilustración 26 parte A, se muestra el encendido y apagado de las unidades en este caso, resaltando en azul la hora 120.

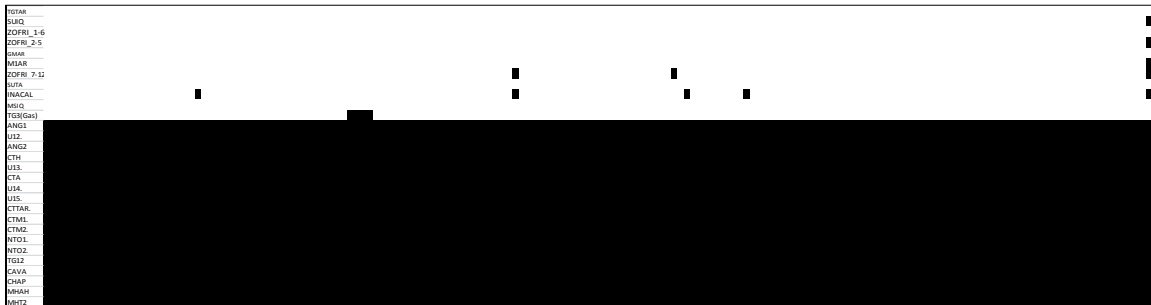
Las centrales que están en base aportan 1,255.04 MW constantes durante todas las horas del periodo de evaluación. Los cambios son absorbidos por las centrales de respuesta rápida TG3, SUTA, INACAL, MSIQ, ZOFRI\_7-12, TGTAR y ZOFRI\_2-5 y el costo de operación total es de USD\$7,381,075.



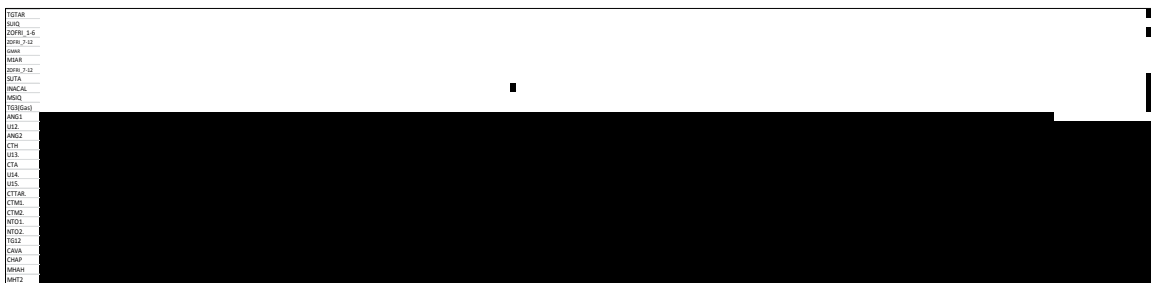
A) Caso Base



B) Caso PHSS 50 MW



C) Caso PHSS 100 MW



D) Caso PHSS 200 MW

Ilustración 26: Unit Commitment Caso base -Escenarios 4 [Fuente propia]

## Análisis de la operación con la central PHSS 1 (C1-04)

Analizaremos la implementación de la central 1 cuyas características se encuentran en la Tabla 5, en este escenario de penetración de ENRC.

El Unit Commitment del sistema se observa en la Ilustración 26 parte B; en esta simulación las centrales bases aportan 1,420 MW en cada hora, un 13.14 % más que en el CB-04, al tener el aporte de la central PHSS los cambios son absorbidos en menor proporción por las centrales a gas y Diésel. La central TG3 gas disminuye su aporte con respecto al CB en un 71.57 % y se evita el encendido de las centrales TGTAR, ZOFRI\_7-12, MSIQ, SUTA versus el CB-04, que posee un costo variable mayor.

El cambio en el UC genera efectos económicos muy leves, porque no se afecta el prendido y apagado de centrales que tiene costos asociados a esto. El costo de operación total se reduce un 0.08 % con respecto al caso base, lo que significa un ahorro de USD\$ 5,960 y percibió una utilidad de USD\$ 1,164.2, la más baja para la central de 50 MW en todos los escenarios estudiados.

En la Ilustración 27 se muestra el despacho de la central PHSS de 50 MW, además se observa los costos marginales horarios del caso base y el efecto que produce la PHSS en estos. El promedio de los costos marginales es de 24.68 USD\$/MWh, presentando una disminución de 34.7% con respecto al CB-04. El costo marginal máximo que se presenta en este periodo es de 59 USD\$/MWh, marcado por la central TG3.

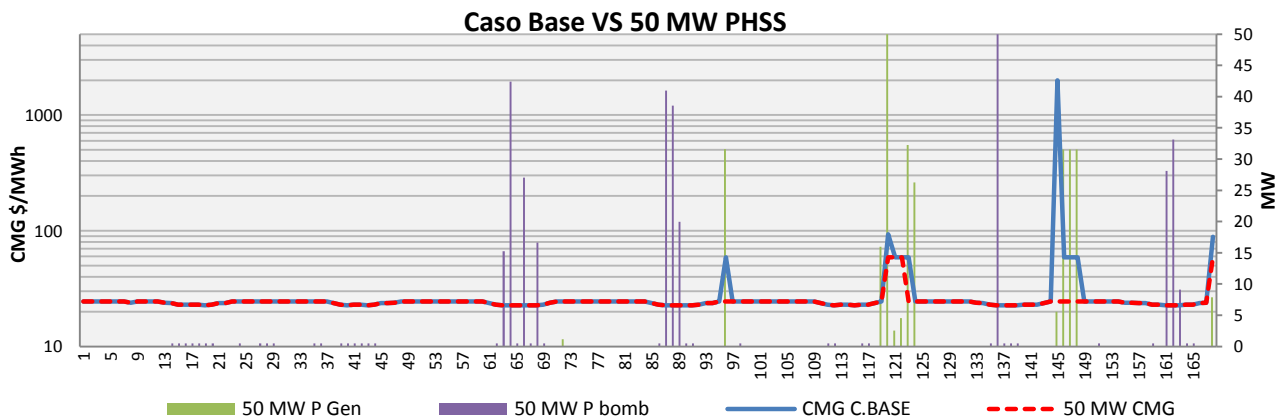


Ilustración 27 Despacho de la central PHSS 50 MW [fuente propia]



En la hora 145 se tenía en el CB-04 energía no suministrada, con la entrada de la central PHSS se inyecta 5.56 MW y el nuevo CMG es de 24.44 USD\$/MWh. En total la central 1 aportó en modo generación al sistema 272.4 MWh y demandó 340.54 MWh, el aporte máximo que realiza la central es de 50 MW en el bloque de demanda máximo que corresponde a un 2.27% de la demanda a esas horas.

### Análisis de la operación con la central PHSS 2 (C2-04)

El Unit Commitment del sistema se observa en la Ilustración 26 parte C. En esta simulación el aporte de las centrales bases se mantiene en 1,420.04 MW en cada hora al igual que en el C1-04. En este caso las unidades que tienen varios encendidos y apagados en el periodo son las TG3 (Gas), INACAL, ZOFRI\_7-12, SUIQ, ZOFRI\_2-5 y M1AR. El UC presenta cambios minúsculos con respecto a los casos antes visto de este escenario, por lo que la disminución en los costos de operación es de 0.084% con respecto al CB-04, que se traduce a un ahorro de USD\$ 6,241.34 y una utilidad percibida de USD\$ 655.6

Viendo la Ilustración 28 nos damos cuenta de cómo se aplana la curva de CMG; en el caso base menos del 6% de las veces el CMG es mayor del 24.44 USD\$/MWh y en esta situación baja al 0.59%; esto significa que solo durante una hora el CMG es mayor 24.44 USD\$/MWh, siendo en la hora 168 de 88.84 USD\$/MWh, marcado por la central INACAL. La central 2 aporta a la red un total de 392.15 MWh y consume 490.19 MWh.

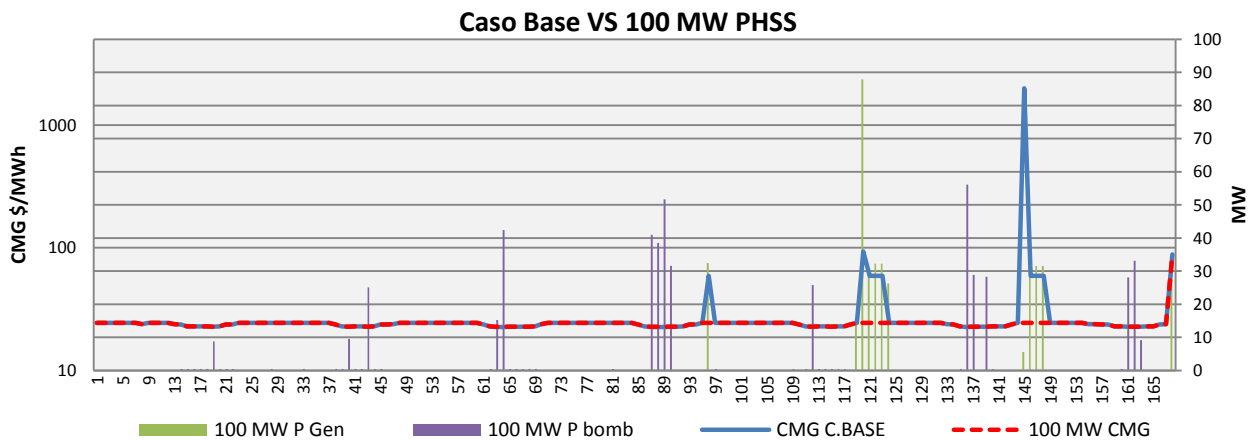


Ilustración 28: Despacho de la central PHSS 100 MW [Fuente propia]

### Análisis de la operación con la central PHSS 3 (C3-04)

Seguidamente analizaremos la implementación de la central 3 cuyas características se encuentran en la Tabla 5.

En la Ilustración 26 parte D, se muestra el encendido y apagado las unidades del sistema; en este caso se presenta un cambio significativo ya que se apaga la central ANG1 en la hora 154, el aporte de las centrales bases es de 1,505 MW en cada hora, un 20% mayor al aporte que realizan en el CB-04 las centrales base.

Al tener la central ANG1 apagada en la hora 168 entran en operación las centrales TG3 (gas) y las Diésel INACAL, SUTA, MSIQ, TGTAR y ZOFRI\_1-6 y la central 3 aporta su potencia máxima para satisfacer la demanda que es la segunda más alta en el periodo de estudio, el CMG alcanza el valor de 93.41USD\$/MWh, que representa un ingreso de USD\$18,683.97. Este ingreso hace la diferencia en el total de las utilidades ya que el resto de las horas el CMG se mantiene en igual o menor a 24.44 USD\$/MWh, como se observa en la Ilustración 29.

La Ilustración 29 da cuenta del despacho de la central PHSS de 200 MW y los costos marginales horarios del CB-04 frente al efecto que produce la PHSS. En este caso la central 3 aportó en modo generación al sistema 1,056.46 MWh y demandó 1,320.57 MWh; el aporte máximo que realiza la central es de 200 MW, que corresponde a un 9.15% de la demanda en esas horas.

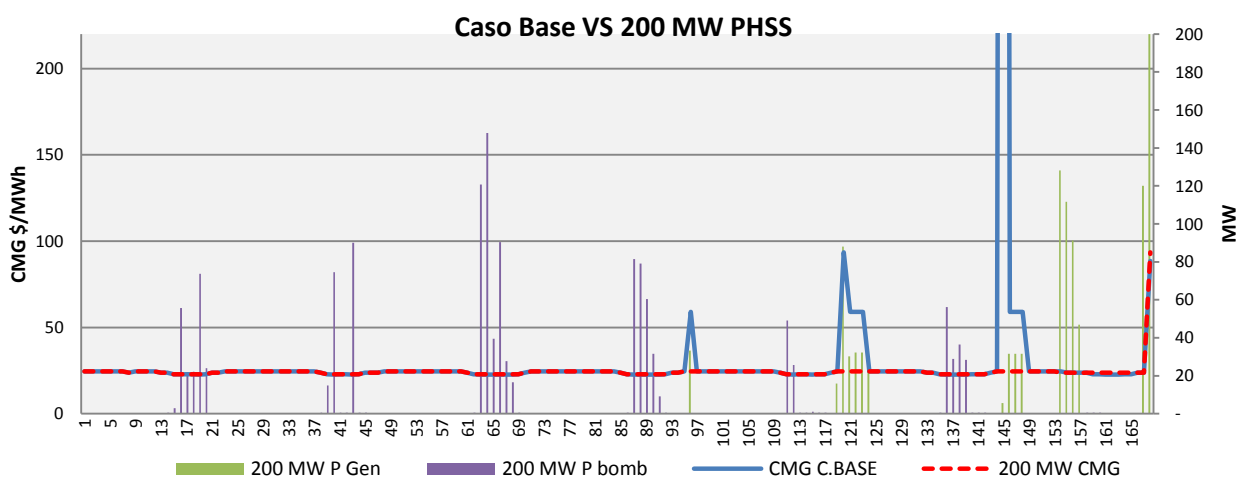


Ilustración 29: Despacho de la central PHSS 200 MW [Fuente propia]

Para concluir, se muestra en Tabla 9 el total de los costos de operación, encendido y apagado del sistema en el periodo evaluado y los ahorros que se proveen con la implementación de las centrales PHSS para el escenario 4. Se observa que el costo permanece estable en todos los casos, pero el costo de parada aumenta en el C3-04, debido al apagado de la central ANG1.

Escenario	Casos	Costo Total USD\$	Costo Operación USD\$	Costo Partida USD\$	Costo Parada USD\$	Ahorro USD\$
4	Caso base (CB)	7,381,075	7,376,063	398	4,614	
	50MW (C1)	7,375,115	7,370,103	398	4,614	5,960.22
	100MW (C2)	7,374,834	7,369,821	398	4,614	6,241.34
	200MW (C3)	7,370,673	7,362,874	398	7,401	10,402.22

**Tabla 9: Costos del escenario 4 [Fuente propia]**

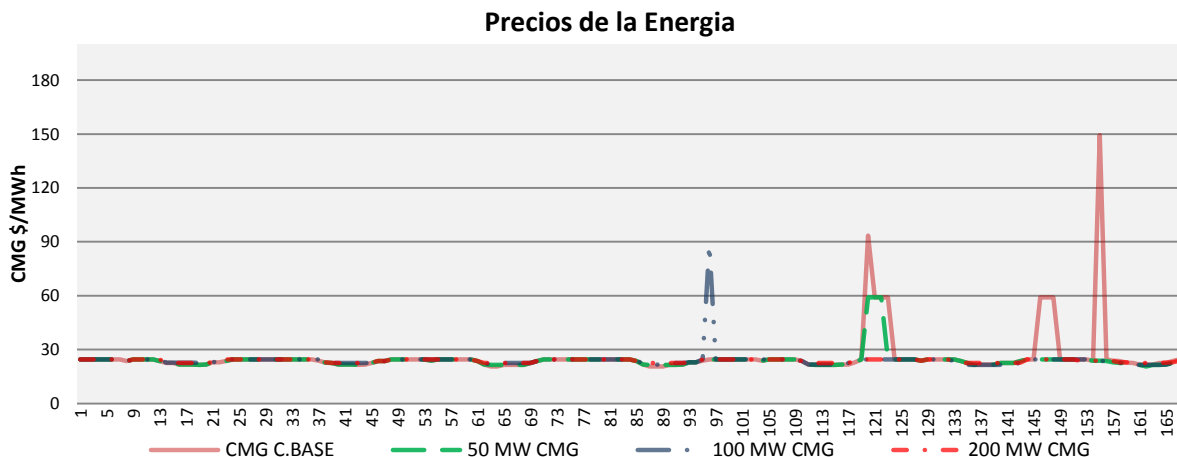
Las reducción mayor en los costos totales la aporta la central de 200 MW con un 0.14%. Destacando que en este escenario es donde se presenta los menores ahorros en los costos totales de operación de los periodos evaluados en esta investigación.

### **5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 10.83% (escenario 5)**

El quinto escenario se simularon centrales eólicas y solares con el perfil mostrado en la Ilustración 11, que completan un 10.93% de promedio horario de penetración, marcando un máximo de penetración en la hora 136 con 434.7 MW, equivalente al 30.63% de la demanda. Las centrales renovables aportan al sistema durante el periodo de evaluación un total de 25,976.88 MWh. El perfil de demanda que se utiliza es todos los escenarios es el mencionado en la Sección 4.2.1

#### **Análisis de los casos de operación**

El resultado de los costos marginales para todos los casos evaluados en este escenario se muestra en la Ilustración 30. Para nuestro caso base el CMG mayor se presentó en la hora 155, marcado por la central ZOFRI\_1-6, entregando una potencia de 0.76 MW. En esta hora la presencia de ENRC es de 72 MW; en las horas siguientes sigue un incremento lineal hasta llegar a un máximo de 646.47 MW en la hora 162, donde empieza a decrecer hasta al final del periodo, llegando a 63 MW. Esta incursión de energía desplaza a la central base CTH saliendo de operación.



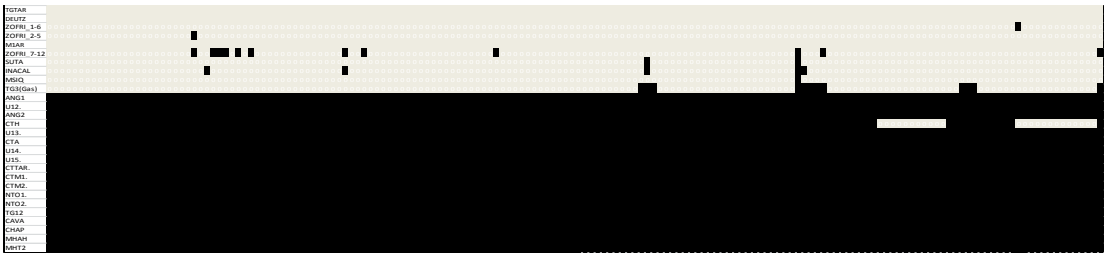
**Ilustración 30: Costos marginal del escenario 5 [Fuente propia]**

El Unit Commitment de la operación de todos los casos de este escenario es mostrado en la Ilustración 31.

Al ingresar las centrales PHSS evaluadas para esta investigación se observa una disminución significativa de los CMG, gracias a su rápida respuesta y bajos costos de generación, con exclusión en el caso de C2-05 en la hora 96, donde se apaga la centra U12, el faltante para el balance de energía es suministrado por la unidad ZOFRI en potencia mínima y la central INACAL con 5.212 MW que queda marginando y además aporta 0.85 MW para la reserva en giro. Ver Ilustración 31.parte C.

En el C3-05 para la hora 96 al tener la central PHSS un valor mayor de potencia esta puede aportar esos 6.84 MW que estaban aportando la central INACAL, por lo tanto baja el CMG hasta 24.44 USD\$/MWh. Es importante destacar que en este caso, en la hora 168 donde se presenta el segundo peak de la demanda el CMG llega a 88.44 USD\$/MWh debido a dos factores el primero es que las centrales ENRC que pueden suministrar energía a costo variable cero tienen una presencia muy leve que apenas alcanza el 2.88 % y el segundo factor y quizás el más importante es que desde la hora 152 sale de operación la central ANG1, porque su aporte es sustituido por la central PHSS, pero aunque esta inyecte su capacidad máxima, en esta ocacione necesita de centrales rápidas de costo variable más alto con el fin de lograr el equilibrio entre la demanda y la generación. Ver Ilustración 31 parte D.

Cabe destacar que en el caso C2-05 y C3-05 la central U12 con costo variable 23.8 USD\$/MWh sale de operación desde la hora 12 hasta la hora 119, como se observa en la Ilustración 31 parte C y D, esto debido a que la operación de las centrales PHSS de 100 MW y 200 MW pueden tomar su lugar en el despacho, y aunque por orden de mérito pareciera que debería salir la central ANG1 cuyo valor de costo variable es de 24.44 USD\$/MWh, esta aporta de potencia máxima 264 MW y potencia mínima 130 MW, superando a las capacidades de las centrales PHSS por lo que no alcanza a remplazar.



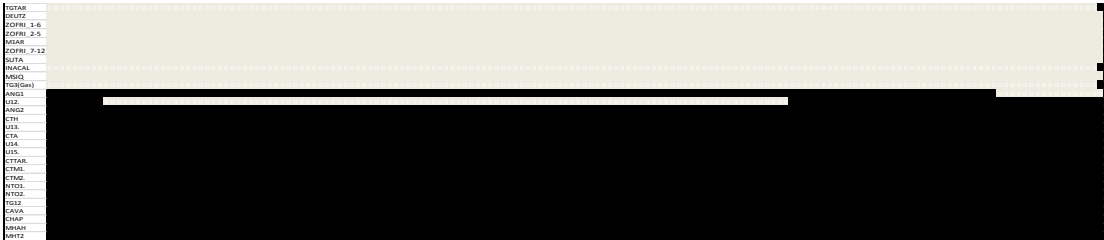
A) Caso Base



B) Caso PHSS 50 MW



C) Caso PHSS 100 MW



D) Caso PHSS 200 MW

Ilustración 31: Unit commitment -Escenarios 5 [Fuente propia]

El resumen de los costos de operación se muestra en la Tabla 10 y el Anexo 7; el costo de operación del caso base fue de USD\$7,086,510 y en los casos 1, 2, 3 se presentó una disminución de 0.10%, 0.21% y 0.345% respectivamente. Por otra parte las utilidades de las centrales PHSS en este escenario fueron de USD\$1,185.5, USD\$1,152.9 y USD\$2,965.43 observando un incremento significativo para el último caso gracias a que el CMG es de 88.44 USD\$/MWh, cuando la central PHSS inyecta 200 MW en la hora 168.

Escenario	Casos	Costo Total USD\$	Costo Operación USD\$	Costo Partida USD\$	Costo Parada USD\$	Ahorro USD\$
5	Caso base (CB)	7,086,510	7,072,590	4,815	9,106	
	50 MW (C1)	7,078,862	7,069,396	2,606	6,860	7,648.04
	100MW (C2)	7,071,404	7,063,374	1,895	6,136	15,106.33
	200MW (C3)	7,062,062	7,051,245	1,895	8,923	24,448.49

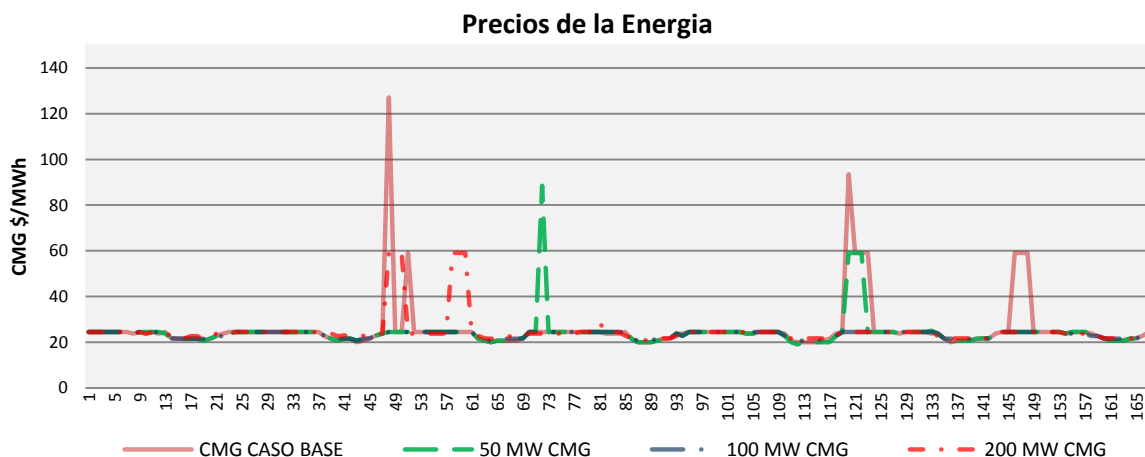
Tabla 10: Costos del escenario 5 [Fuente propia]

### 5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 14.57% (escenario 6)

En el sexto escenario estudiado se simuló una presencia de ENRC de 14.57% promedio horario de penetración, marcando un máximo de penetración en la hora 136 con 869.4 MW equivalente al 40.84% de la demanda. El perfil de demanda que se utiliza en todos los escenarios es el mencionado en la Sección 4.0.1 y el perfil ENRC está indicado en la Ilustración 11.

#### Análisis de los casos de operación

En la Ilustración 31 se muestran los costos marginales para todos los casos evaluados en este escenario. En el caso base el CMG mayor se presentó en la hora 48 marcado por la central ZOFRI\_7-12 entregando una potencia de 3.36 MW; entre la hora anterior y esta hay un variación de ENRC de 300 a 60 MW, lo que origina que el sistema encienda centrales rápidas y de mayor costo variable. Esta situación se repite a la hora 120 donde salen 144 MW de ENRC y entra en operación las centrales Diesel MSIQ, INACAL, SUTA y TGTAR, esta última en potencia mínima, marcando el CMG en 93.41USD\$/MWh.



**Ilustración 32: Costos marginal del escenario 6 [Fuente propia]**

El Unit Commitment de todos los casos evaluados para este escenario se muestra en la Ilustración 33 A diferencia del caso de la central PHSS de 50 MW, el CMG mayor se presenta en la hora 72, que se apaga la central TG3 y se hace necesario tener a las centrales M1AR y ZOFRI\_7-12 en potencia mínima, mientras margina la central INACAL, con 5.11MW.

El caso simulado con la central de 100 MW presenta el CMG más alto en la hora 168, este fenómeno se ha venido repitiendo en los otros casos, puesto que la central ANG1 está apagada y baja la penetración de ENRC en esta hora, por lo que se necesitan centrales Diésel para responder a este cambio. Para el caso de la central PHSS 3 se presenta más veces bloques con CMG mayores al del caso anterior, debido a que se mantiene un mayor número de horas apagadas las centrales ANG1, U12, y CTH. Ver Ilustración 33 parte C

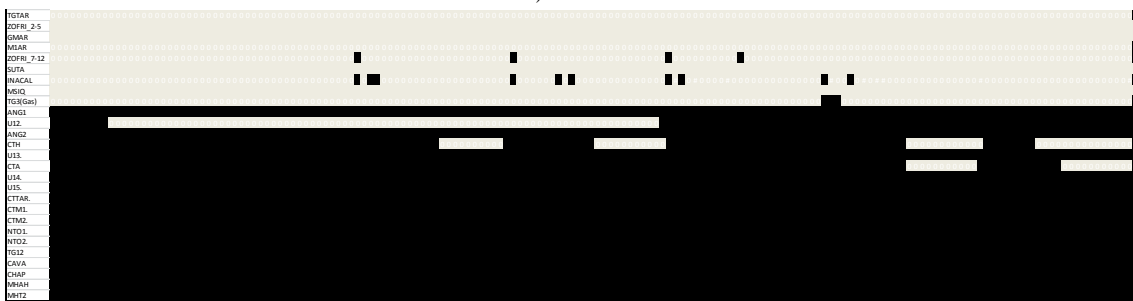
De este modo las centrales PHSS de 50MW, 100MW y 200 MW aportan en modo generación 964.53 MWh, 2,043.98MWh y 6765.59MWh y consumen en modo bombeo 1,205.67MWh, 2,554.97 MWh y 8,456.99MWh, respectivamente. Por otro lado las consignas de potencia horaria de las centrales bases son 662.34MWh para el caso base, 487.34MWh, 828.24MWh y 828.24 MWh para C1-06, C2-06 y C3-06 respectivamente; estas centrales mantienen su aporte de potencia constante durante todo el horizonte de estudio.

En la Ilustración 33; se aprecia claramente como la inclusión de las centrales PHSS van estabilizando la operación del sistema, reduciendo considerablemente el número de apagados

y encendido de las unidades. En la Tabla 11 observamos los números asociados a esta operación.



A) Caso Base



B) Caso PHSS 50 MW



C) Caso PHSS 100 MW



D) Caso PHSS 200 MW

**Ilustración 33: Unit Commitment -Escenarios 6 [Fuente propia]**



Los costos totales de operación con la implementación de las PHSS tuvieron una reducción de 0.175%, 0.298% y 0.579% en cada caso evaluado, consiguiendo un ahorro total de hasta USD\$39,396.36 para el caso de la central hidroeléctrica de bombeo de 200 MW. El ahorro más significativo se presentó por disminución de parada y encendido de las unidades en operación, lo que da cuenta de la flexibilidad que aportan las centrales PHSS al sistema.

Escenario	Casos	Costo Total USD\$	Costo Operación USD\$	Costo Partida USD\$	Costo Parada USD\$	Ahorro USD\$
6	Caso base(CB)	6,798,010	6,751,005	21,216	25,789	
	5 MW (C1)	6,786,059	6,751,860	14,868	19,332	11,951.16
	100MW (C2)	6,777,890	6,745,080	12,797	20,013	20,120.39
	200MW(C3)	6,758,614	6,737,816	6,842	13,955	39,396.36

Tabla 11: Costos del escenario 6 [Fuente propia]

### 5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 18.21% (escenario 7)

En el séptimo caso se evaluó el despacho del parque generador térmico y se adicionaron centrales eólicas y solares con el perfil mostrado en la Ilustración 11, que completan un 18.21% de promedio horario de penetración, marcando un máximo de penetración en la hora 136 con 1,086.75 MW, equivalente al 51.05% de la demanda. El perfil de demanda que se utiliza es todos los escenarios es el mencionado en la Sección 4.2.1

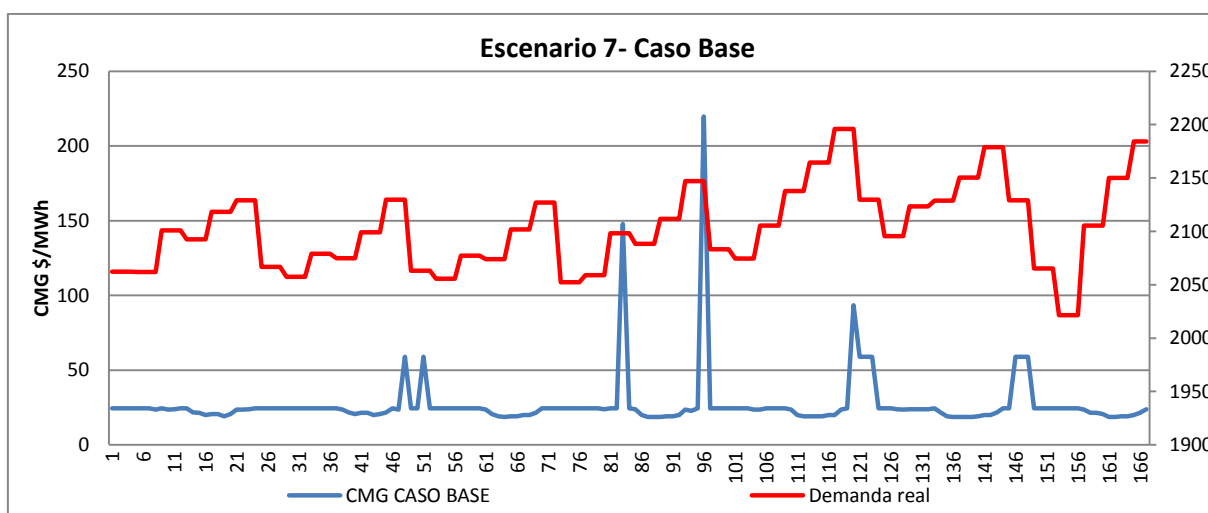


Ilustración 34: Escenario 7 Caso base-CMG [Fuente propia]

En la Ilustración 34 observamos los CMG para el caso base, donde no existe la presencia de las centrales PHSS, nos damos cuenta que el peak es en la hora 96, con un CMG de 219.739 USD\$/MWh.

### Análisis de los casos de operación

En la Ilustración 35 se muestra el despacho de las centrales PHSS propuestas para la tesis. Se puede notar que siguen un patrón similar en todos los casos, marcando siempre el bombeo en las horas de menor costo de operación para entregar energía en las horas peak.

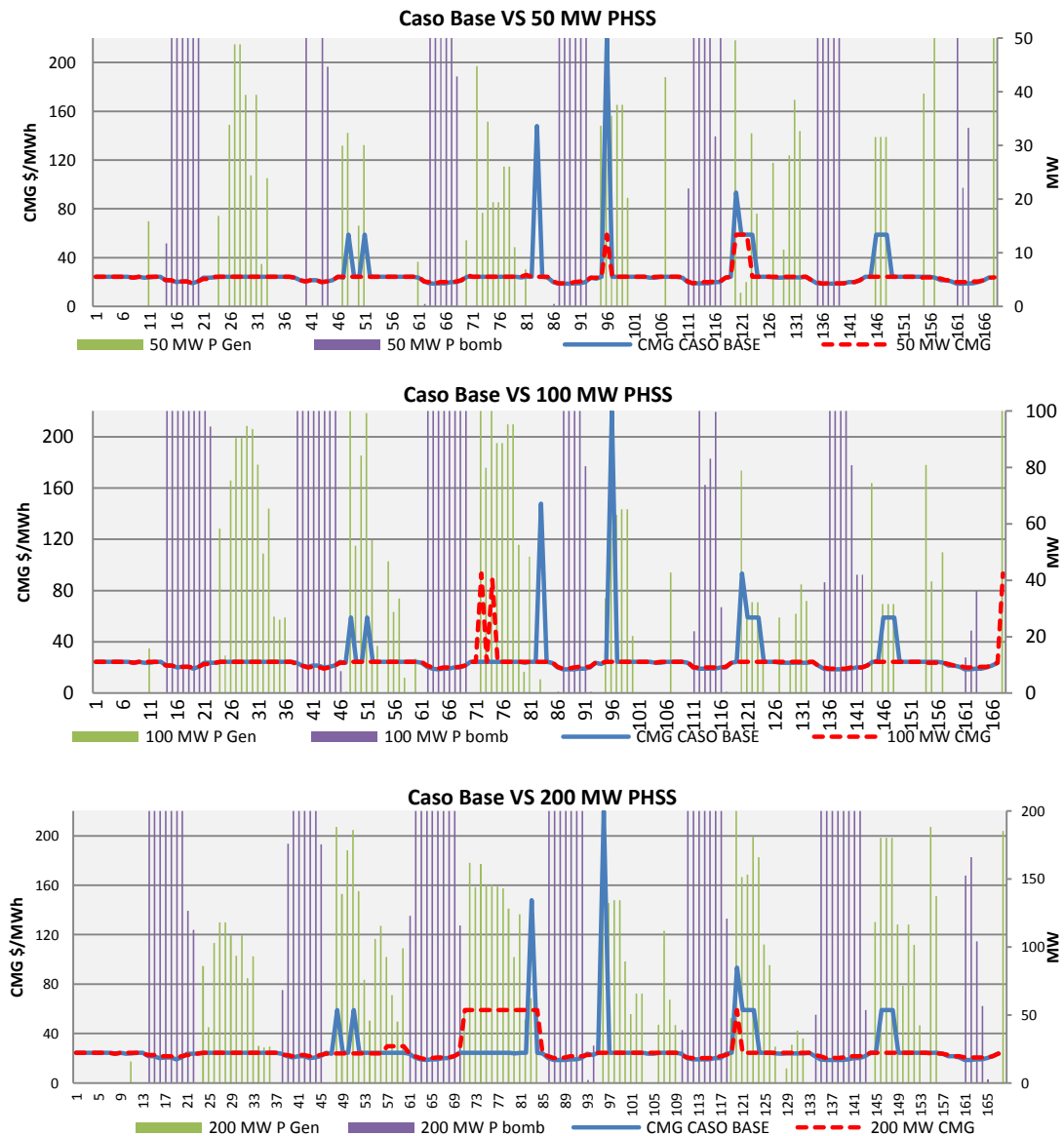


Ilustración 35: Despacho de la central PHSS- Escenario 7 [fuente propia]

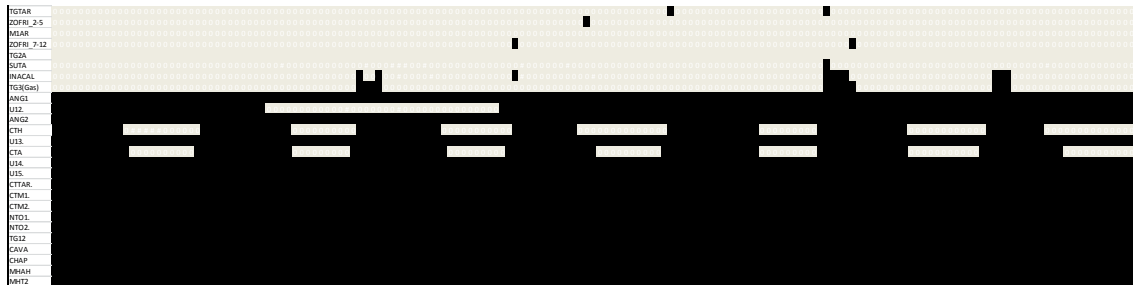
Se puede notar que en el caso base CB-07 durante siete periodos se presentan CMG mayores de 24.44 USD\$/MWh, marcados por centrales de gas y Diésel, llegando a un máximo de 219 USD\$/MWh, en la hora 96 marcado por la central TGTAR, que entrega 4.36 MW durante una hora. Con la entrada de las centrales PHSS de 100MW y 200 MW este valor es llevado a 24.44USD\$/MWh, inyectando 94 y 164 MW respectivamente. Mientras que la central PHSS que inyecta su capacidad máxima 50MW logra bajar el precio a 59 USD\$/MWh, desplazando a la central Diésel.

También se destaca que la central de 100MW inyecta su capacidad máxima y logra disminuir un 1.8% los costos totales de operación en la última hora, pero el CMG aumenta de 24.44 a 93.41 USD\$/MWh, debido a que el Unit Commitment para esa hora presenta diferencias, los 100MW de la central PHSS desplazan las unidades ANG1, TGTAR, ZOFRI\_2-5, ZOFRI\_7-12 Y M1AR, pero se hace necesario encender las centrales SUTA e INACAL para satisfacer los requerimientos del sistema, un fenómeno parecido se repite en las horas 72 y 74. Lo anterior se refleja en la Ilustración 36 parte C.

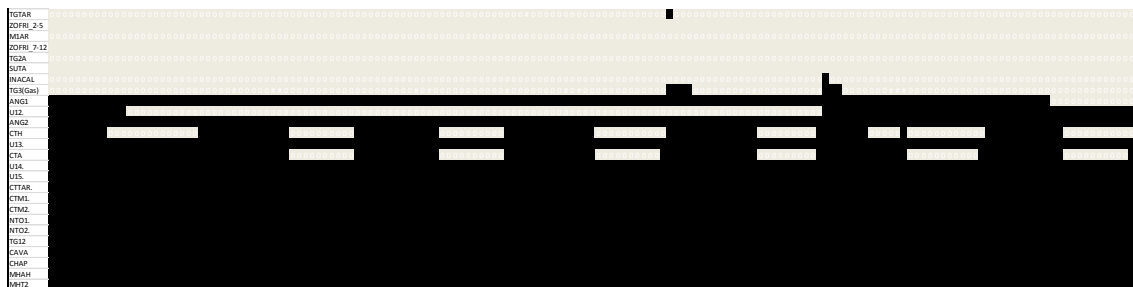
Para el caso donde se analiza la operación del sistema con la inclusión de la central PHSS de 200 MW, se logra desplazar a las centrales ANG1, CTH y CTA y solo se necesita de la entrada en operación las centrales Diésel y de gas INACAL y TG3. La central INACAL siempre entra en potencia mínima por lo que no margina, mientras que la en algunas horas el CMG es de 59 USD\$/MWh marcado por la central TG3, esto se puede observar claramente en la Ilustración 36 parte D.

En este escenario para los casos CB-07, C1-07, C2-07 y C3-07 la consigna horaria de las centrales bases se mantiene constante durante el periodo de evaluación en 351.05MW, 487.27 MW, 487.27 MW y 662.32 MW respectivamente. Con esto se acentúa que las centrales PHSS entregan estabilidad en el encendido y apagado de las centrales del parque; la central 1 inyectó 1,367.41 MWh, en tanto que la central PHSS 2 inyectó 3,254.97 MW/h y la central 3 lógicamente es la que pueden inyectar más energía alcanza una inyección de 8,058.80 MWh. De igual manera al tener las centrales hidroeléctricas de bombeo una eficiencia de 80% deben consumir un 20% más de lo inyectado.

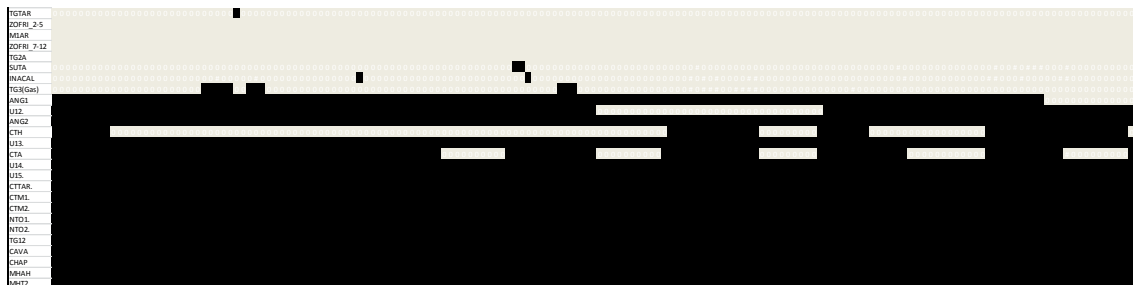
Para este caso las utilidades percibidas por las centrales PHSS 1, 2 y 3 fueron de USD\$2,958.2, USD\$16,773.5 y USD\$45,890.7, respectivamente. Estos datos están resumidos en el Anexo 7 en la Tabla 21.



A) Caso Base



B) Caso PHSS 50 MW



C) Caso PHSS 100 MW



D) Caso PHSS 200 MW

Ilustración 36: Unit Commitment -Escenarios 7 [Fuente propia]

Los costos de operación y el ahorro aportado por las centrales PHSS esta descrito en la Tabla 12. En este escenario se prestó un beneficio mayor al escenario 6, pero no supera el aporte prestado en el escenario donde no existe penetración de energía renovable. La disminución de los costos totales de operación fueron de 0.31%, 0.42% y 0.95% para los casos C1-07, C2-07 y C3-07 respectivamente. En la disminución de los costos de partida y parada se corrobora con el UC de la Ilustración 36.

Escenario	Casos	Costo Total USD\$	Costo Operación USD\$	Costo Partida USD\$	Costo Parada USD\$	Ahorro USD\$
7	Caso base (CB)	6,521,068	6,452,627	31,843	36,599	
	50MW (C1)	6,500,613	6,433,560	29,773	37,280	20,455.94
	100MW(C2)	6,493,422	6,443,908	21,078	28,436	27,646.49
	200MW(C3)	6,459,101	6,428,515	11,695	18,891	61,967.90

Tabla 12: Costos del escenario 7 [Fuente propia]

### 5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 24.28% (escenario 8)

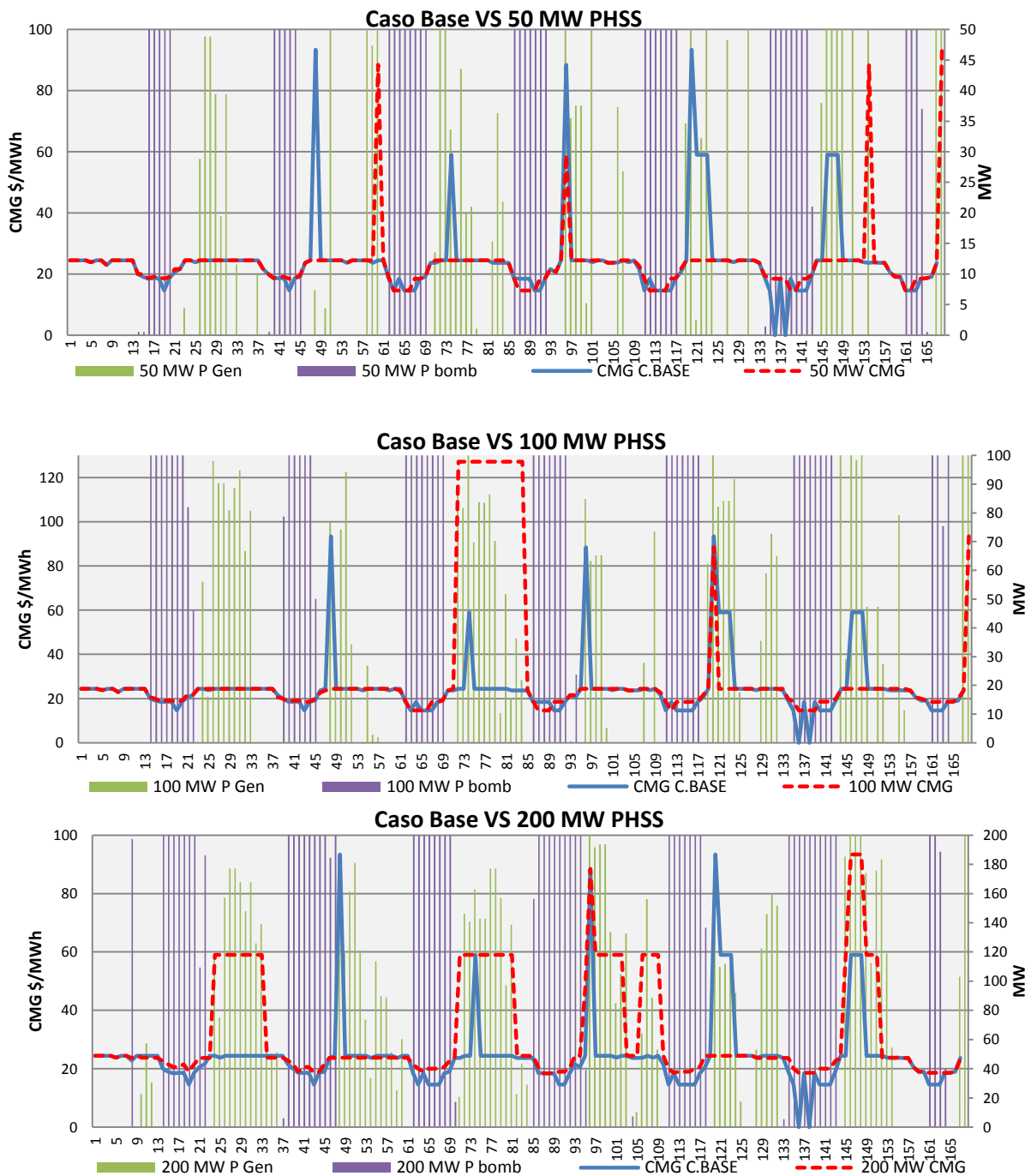
En el séptimo caso se evaluó el despacho del parque generador térmico y se adicionaron centrales eólicas y solares con el perfil mostrado en la Ilustración 11, que completan un 24.28% de promedio horario de penetración, marcando un máximo de penetración en la hora 136 con 1,449 MW, equivalente al 68.06% de la demanda. El perfil de demanda que se utiliza es todos los escenarios es el mencionado en la Sección 4.2.1

#### Análisis de los casos de operación

En la Ilustración 37 observamos el despacho de las centrales PHSS evaluadas en esta tesis, además de la curva de costos marginal del caso base CB-08 versus los CMG obtenidos con la implementación de las centrales hidroeléctricas de bombeo.

Es importante destacar que en este escenario para el caso base donde se simula sin la presencia de las centrales PHSS, se tienen 57,597.33 MWh de reservas en giro disponible para el horizonte estudiado, marcando la punta en la hora 115 con 1,041.84 MW. En esta hora el aporte de las ENRC es de 1,373 MW; al introducir las centrales hidroeléctricas de bombeo estos valores bajan de forma significativa, desde un 7% hasta un 53% con la central de 200 MW, bajando la reserva en giro de la hora antes mencionada a 526.58MW. Ahora la punta la

marca la hora 87, con 704.06 MW y una presencia de ENRC de 1,398 MW (ver detalle en Anexo 8).



**Ilustración 37: Despacho de la central PHSS- Escenario 8 [fuente propia]**

Lo más relevante de este escenario es que en el caso base CB-08 en las horas 136 y 138 el CMG es 0USD\$/MWh, debido a 1,411.56MW y 1,431.06 MW de ENRC que se introducen en esas horas, alcanzando una reserva en giro mayor a 900 MW. Estas horas son aprovechadas por las centrales PHSS para bombear a su capacidad máxima.

En el CB-08 el CMG mayor lo marca la central SUTA con 93.41 USD\$/MWh en las horas 48, estos valores son minimizados en los casos C1-08, C2-08 y C3-08, con la entrada de 7.34MW, 76.56MW y 163.43 MW en cada caso. Así también en la hora 120 se repite este fenómeno pero se necesitan de 50MW, 100MW y 153.54MW para bajar el CMG.

Cabe destacar que para el C2-08 el bloque entre las horas 72 y 83 se presenta un CMG de 127.12 USD\$/MWh marcado por la central ZOFRI\_7-12. Este es el mayor que se presenta en este escenario, aunque en este bloque los costos totales de operación en el CB-08 fueron de USD\$585,579.94 y en el C2-08 de USD\$565,993.35, que representa un ahorro de USD\$ 19,586.59.

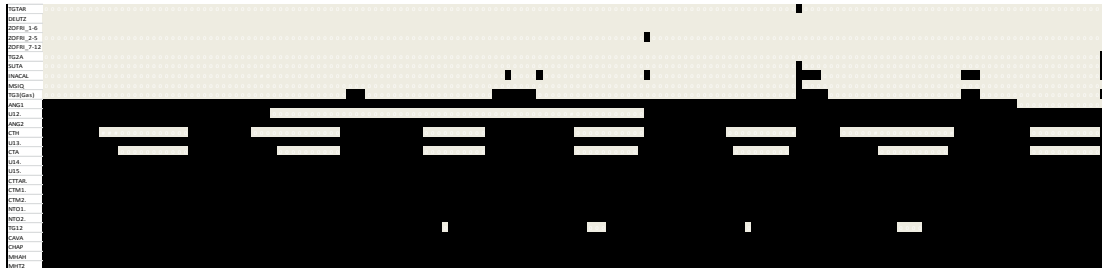
Se muestra en la Ilustración 38 el Unit Commitment de este escenario; nótese que debido a la alta penetración de ENRC las unidades no pueden tener su consigna de potencia constante por todo el periodo de evaluación, solo los pequeños medios de generación distribuidas MHAH y MHT2 se mantienen contante con una potencia de 1MW, excepto en el caso C3-08 que al incluirse la central PHSS de 200 MW se puede estabilizar la central TG12 con una potencia de 208 MW en todas las horas.

Así las centrales PHSS de 50MW, 100MW y 200 MW aportan en modo generación 1,777.87 MWh, 3,885.16 MWh y 9,340.98 MWh y consumen en modo bombeo 2,222.34 MWh, 4,856.45 MWh y 11,676.22 MWh, respectivamente en cada caso evaluado.

Escenario	Casos	Costo Total USD\$	Costo Operación USD\$	Costo Partida USD\$	Costo Parada USD\$	Ahorro USD\$
8	Caso base (CB)	6,089,955	6,018,727	31,843	39,385	
	50MW (C1)	6,062,419	5,991,191	31,843	39,385	27,535
	100MW(C2)	6,042,822	5,984,957	25,218	32,647	47,132
	200MW(C3)	5,975,513	5,897,809	35,053	42,651	114,441

**Tabla 13: Costos del escenario 8 [Fuente propia]**

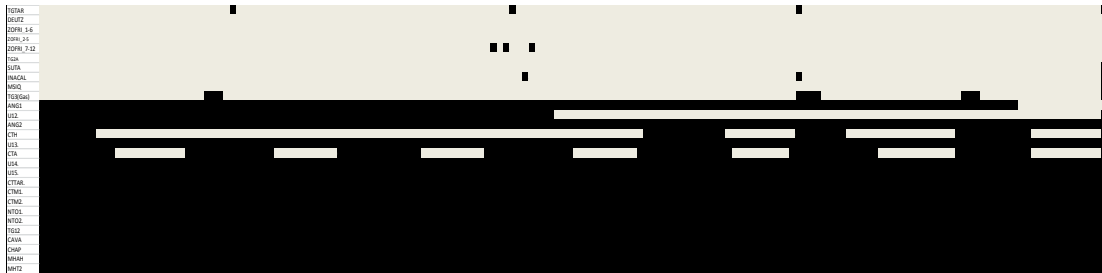
Los costos totales de operación con la implementación de las PHSS tuvieron una reducción de 0.45%, 0.77% y 1.87% en cada caso evaluado, consiguiendo un ahorro total de hasta USD\$359,367.29 para el caso de la central hidroeléctrica de bombeo de 200 MW. En la Tabla 13 se muestran en detalle los costos de operación, parada encendido de cada caso.



A) Caso Base



B) Caso PHSS 50 MW



C) Caso PHSS 100 MW



D) Caso PHSS 200 MW

**Ilustración 38 Unit Commitment -Escenarios 8 [Fuente propia]**



En la simulación de cada uno de los casos se obtuvo que las utilidades percibidas por las centrales hidroeléctricas de bombeo en este escenario son de USD\$16,790.4, USD\$103,600.4 y USD\$207,074.3 para las centrales 50MW, 100MW y 200 MW respectivamente.

### 5.1.1 Resultados con penetración de ENRC 35.21% (escenario 9)

En el último escenario propuesto en esta tesis se evaluó el despacho del parque generador térmico y se adicionaron centrales eólicas y solares con el perfil mostrado en la Ilustración 11, que completan un 35.21% de promedio horario de penetración, marcando un máximo de penetración en la hora 136 con 2,101.05 MW, equivalente al 96.69% de la demanda. El perfil de demanda que se utiliza es todos los escenarios es el mencionado en la Sección 4.2.1.

#### Análisis del caso base CB-09

En la Ilustración 39 se muestra la curva horaria de la demanda versus los costos marginales resultantes del despacho del sistema en este escenario. El 14.88% de las horas de la semana el CMG está por encima de 24.44 USD\$/MWh, marcados por las centrales INACAL, TG3, U16-TG, TG2A, y un 26.78%, el CMG llega a ser cero marcados por las centrales ENRC; es importante destacar que en las horas donde el CMG llega a cero se tienen valores de reserva en giro de hasta 1,357.65 MW, esto esta detallado en la Ilustración 49.

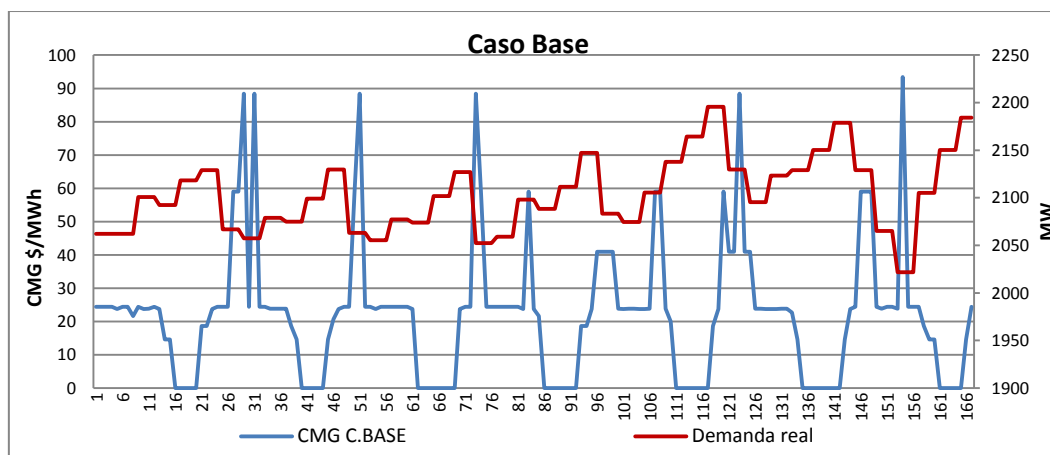
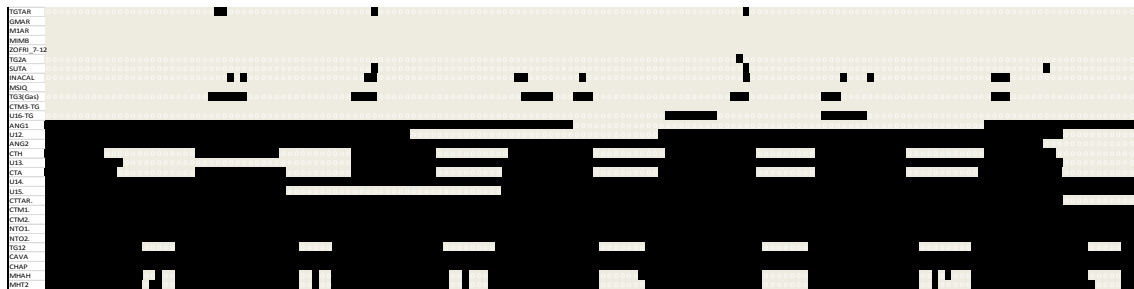


Ilustración 39: Escenario 9 Caso base-CMG [fuente propia]

La Ilustración 40 parte A, muestra el encendido y apagado de las unidades del sistema en una semana para el caso base; en este caso se observa que un número mínimo de centrales permanece encendidas durante todo el periodo CTM2, CTM1, NTO2, U14 y NTO1, sin

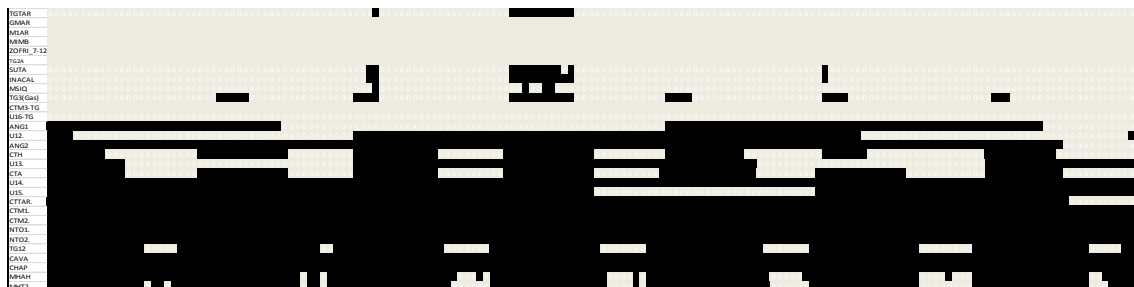
embargo estas van cambiando su consigna hora a hora, a diferencia de los otros escenarios donde mantenían constante su consigan en todo el periodo de evaluación, la penetración de ENRC es tan fuerte que llega a apagar en algunas horas las PMDG de 1MW. Esto se refleja en los altos costos de encendido y apagado en este escenario.



A) Caso Base



B) Caso PHSS 50 MW



C) Caso PHSS 100 MW



D) Caso PHSS 200 MW

Ilustración 40 Unit Commitment Escenario 9 [fuente propia]

Como resultado para el periodo de evaluación se obtiene un costo total de operación de USD\$5,660,721.75, y costos de partida y parada de USD\$72,708.89, USD\$56,718.93, respectivamente.

### Análisis de la operación con la central PHSS 1 (C1-09)

Una vez realizada la simulación del caso donde se incluyen la central hidroeléctrica de bombeo de 50 MW cuyas características se encuentran en la Tabla 5, se obtiene el pre-despacho de la Ilustración 40 parte B. En comparación con el CB-09, las centrales bases que permanecen encendidas en todo el periodo evaluado son las mismas y se agrega la central U15.

Al implementar la central PHSS 1, se tiene una operación más estable de las centrales, reduciendo el costo de encendido y apagado del sistema, lo que conlleva a un ahorro en los costos totales de operación de USD\$96,034.49, que representa una disminución de 1.69%. Como se ha observado, la central PHSS entra en modo bombeo en los momentos en que los costos de operación son menores y en este escenario al tener una alta penetración de ENRC se lleva a costos de operación muy bajos con CMG iguales a cero, en esas horas la central puede bombear su capacidad máxima a costos cero.

En la Ilustración 41 se observa la operación de la central PHSS de 50MW, además se registra que los costos marginales horarios del caso base y el efecto que produce la PHSS en estos. La central 1 en modo generación aportó un total de 2,345.20 MWh y consumió 2,931.49 MWh, percibiendo una utilidad de USD\$74,621.18.

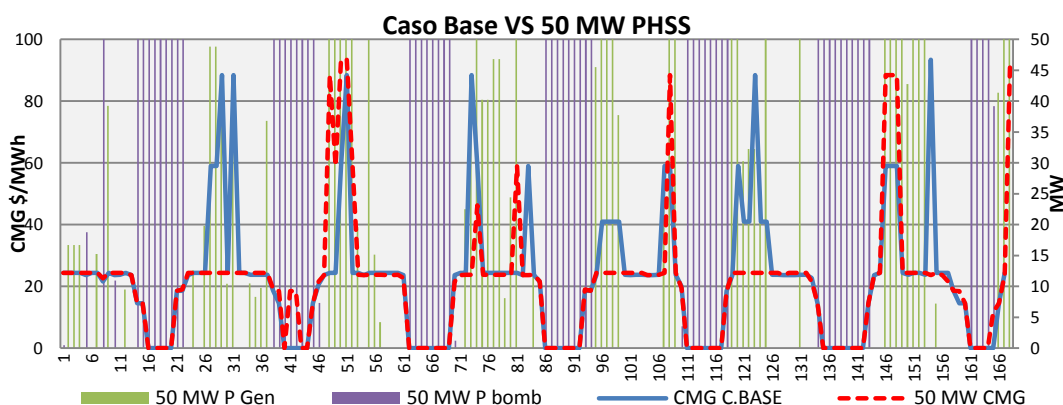


Ilustración 41: Despacho de la central PHSS 50 MW [Fuente propia]

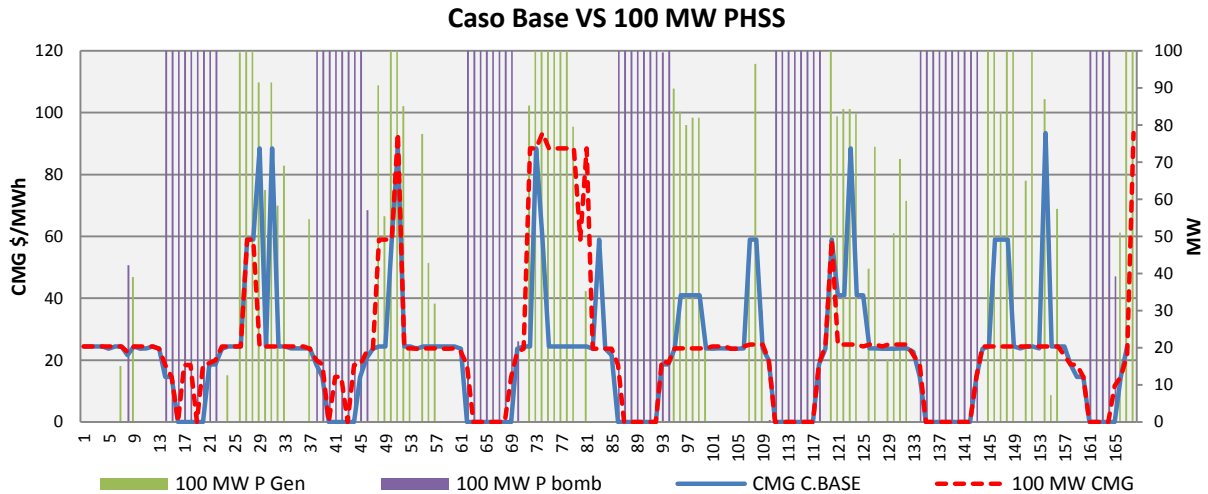
Se observa que en algunas horas el CMG obtenido con la operación de la central PHSS es mayor, esto es debido a que se apagan centrales de carbón de gran tamaño y se reemplaza por las generación de PHSS, pero muchas veces no alcanza a cubrir la demanda total y entran centrales rápidas de costo variable altos por periodo pequeños de operación, como por ejemplo en la hora 48 el precio se incrementa de 24.44 USD\$/MWh a 88.44 USD\$/MWh; lo anterior se debe a que la central ANG1 que sale de operación desde la hora 38 y es remplazada por la central PHSS y aunque esta inyecte 50MW no alcanza a cubrir la demanda y por eso entran en potencia mínima la central SUTA TGTAR, MSIQ y margina la central INACAL 3.84 MW. Ver Ilustración 40 parte B.

### **Análisis de la operación con la central PHSS 2 (C2-09)**

En este caso analizaremos la implementación de la central 2 cuyas características se encuentran en la Tabla 5. Una vez realizada la simulación con la central PHSS 2, se obtiene el pre-despacho de la Ilustración 40 parte C, las centrales que no presentan variación en el encendido y apagado en todo el periodo evaluado son las mismas del CB-09. Estas centrales bases van cambiando su consigna hora a hora, a diferencia de los otros escenarios donde mantenían constante su consigna en todo el periodo de evaluación.

Con la implementación de la central 2 los costos totales de operación se redujeron un 3.23% en comparación al CB-09, el promedio de los CMG también presentó una disminución de 6.95%. En total la central en modo generación aportó 2,345.20 MWh y consumió 2,931.49 MWh, con esto obtuvo una utilidad de USD\$155,511.40.

El despacho de la central PHSS se observa en la Ilustración 42. Los mayores CMG se presentaron en las horas 51 y 74 con la central SUTA, estos valores aumentaron con respecto al CB-09, por ejemplo en la hora 74 se tenía un CMG de 59 \$/MWh marcado por la central TG3 y este aumenta debido a que la central ANG1 no está en operación en este periodo, para satisfacer la demanda deben entrar 100MW de generación de la PHSS y además las centrales U12, SUTA, TGTAR y MSIQ, que para el CB-09 estaban apagadas. Ver Ilustración 40 parte C.



**Ilustración 42: Despacho de la central PHSS 100 MW [Fuente propia]**

Es importante destacar que cuando se simuló este escenario se obtuvo una disminución en el total de la energía disponible para reserva en giro, bajando de 71,096.24MWh a 59,575.14 MWh, lo que significa una reducción de casi 20 %. En el Anexo 8 encontramos la curva horaria de reserva en giro de todos los escenarios.

### **Análisis de la operación con la central PHSS 3 (C3-09)**

Una vez realizada la simulación donde se incluyen la central hidroeléctrica de bombeo de 200 MW cuyas características se encuentran en la Tabla 5, se obtiene el pre-despacho de la Ilustración 40 parte D. Las centrales que no presentan variación en el encendido y apagado en todo el periodo evaluado son CTM2, CTM1, NTO2, NTO2, U14, NTO1, U15, pero van cambiando sus consignas hora a hora.

Con la implementación de la central PHSS 3 se tiene una operación más estable de las centrales, reduciendo el costo de encendido y apagado del sistema como se observa en la Tabla 14, lo que conlleva a un ahorro en los costos totales de operación de USD\$359,367.29, que representa una disminución de 6.34%. En la Ilustración 43 se observa la operación de la central PHSS de 200 MW, además se mostrará los costos marginales horarios del caso base y el efecto que produce la PHSS en estos, notándose que el promedio de los CMG también presentó una disminución de 6.95%. La central 3 en modo generación aportó un total de 9,673.92 MWh y consumió 12,092.40 MWh, percibiendo una utilidad de USD\$214,037.9.

Escenario	Casos	Costo Total USD\$	Costo Operación USD\$	Costo Partida USD\$	Costo Parada USD\$	Ahorro USD\$
9	Caso base (CB)	5,660,721	5,531,293	72,709	56,719	
	50MW (C1)	5,564,686	5,453,910	58,508	52,268	96,034
	100MW(C2)	5,477,607	5,373,392	52,479	51,736	183,114
	200MW(C3)	5,301,353	5,212,916	40,173	48,264	359,367

Tabla 14: Costos del escenario 9 [Fuente propia]

En este caso también se presenta el fenómeno que se apagan centrales de carbón de gran tamaño y se reemplaza por la generación de PHSS, pero muchas veces no alcanza a cubrir la demanda total y entran centrales rápidas de costo variable altos por periodo pequeños de operación. Esto se registra entre las horas 120 y 125, donde los CMG superan a los CMG de caso base, pero los costos totales de operación en ese periodo se reducen un 15%. Ver Ilustración 40 parte D.

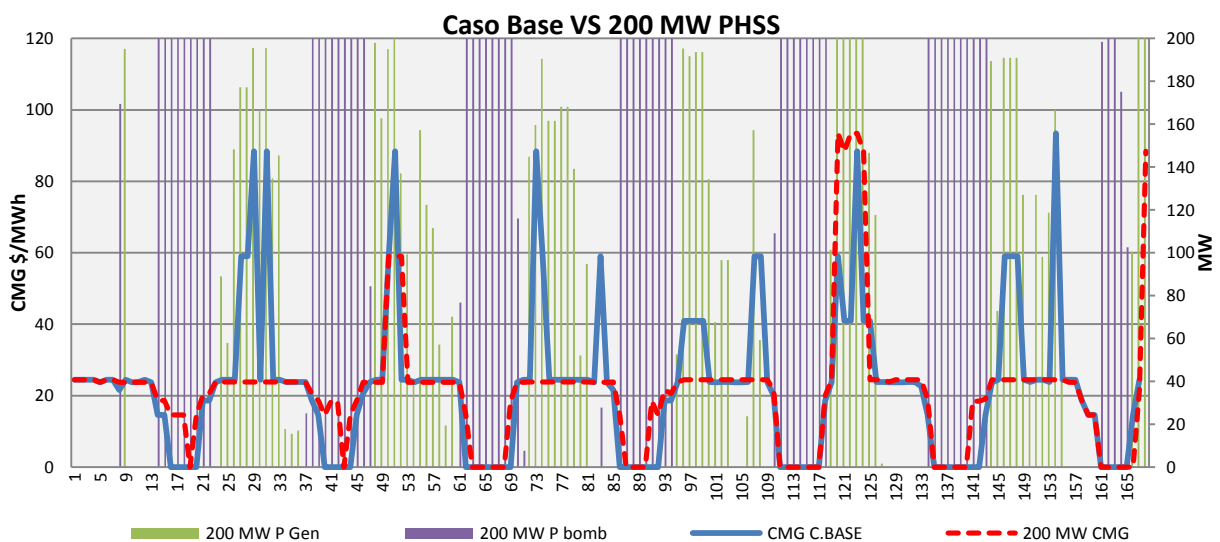
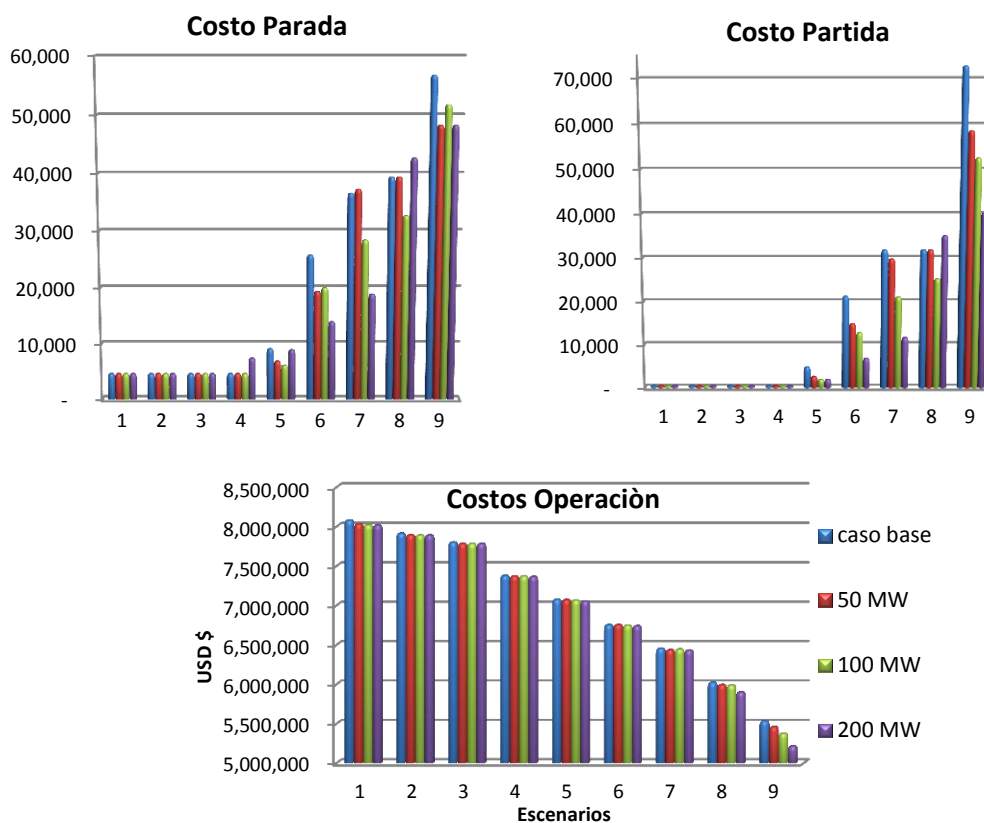


Ilustración 43: Despacho de la central PHSS 200 MW [Fuente propia]

## 5.2 Resumen de costos de operación

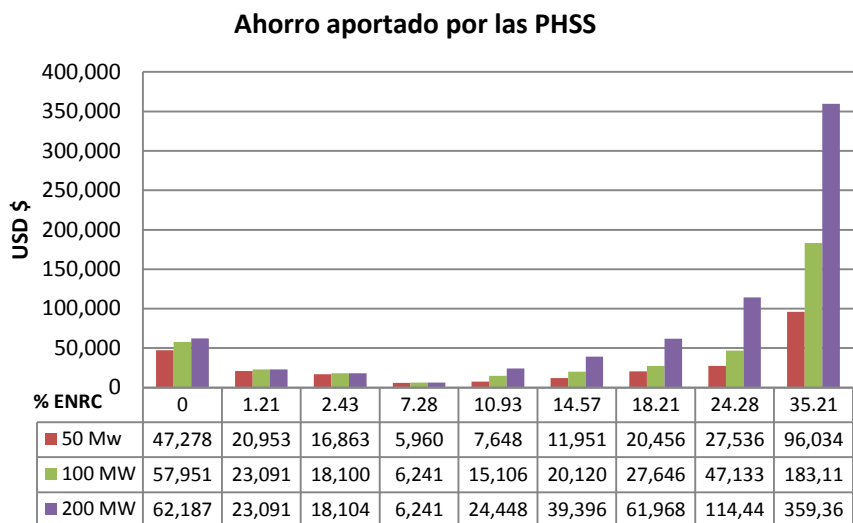
Los costos de operación, encendido y apagado del sistema en todos los escenarios evaluados se muestran en la Ilustración 44. Hasta el escenario 4 los costos de partida y parada se mantienen iguales en todos los casos evaluados; a medida que va incrementándose el aporte de

las centrales ENRC se provoca un cambio del UC que aumentan estos costos. Al respecto, la implementación de las centrales PHSS reduce de manera significativa estos costos.



**Ilustración 44: Resumen de costos de encendido y de apagado del sistema**

El resultado del ahorro en los costos totales de operación que proporcionan las centrales hidroeléctricas de bombeo al sistema interconectado en cada escenario evaluado se muestra en la Ilustración 45. Concluimos que el ahorro aportado por las centrales PHSS se hace mayor en los casos donde la incorporación del ENRC introduce un cambio significativo en el UC del sistema.



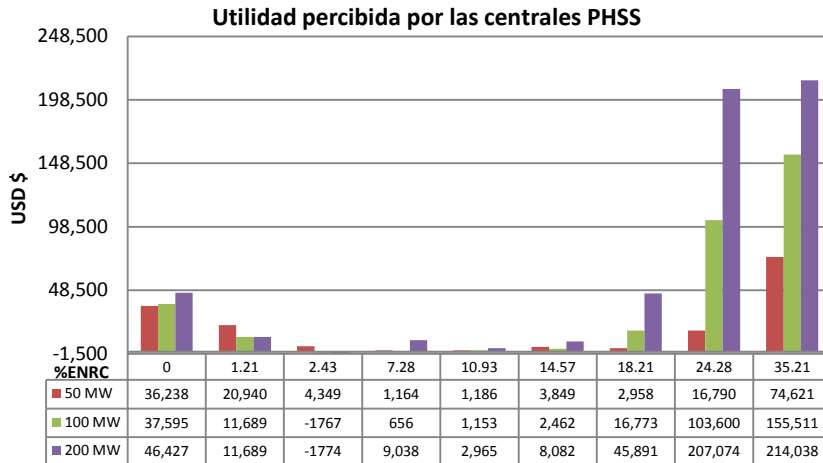
**Ilustración 45: Ahorro en los costos totales de operación**

Se puede observar que en el escenario 4, donde la presencia del ENRC es de 7.28%, se presenta el menor ahorro de todos los casos analizados. Esto se debe principalmente a que con esta penetración de ENRC se logró una disminución en los costos globales de operación sin afectar el Unit Commitment del sistema; simplemente las unidades más caras bajaron sus consignas de potencia, caso contrario al de los escenarios 7, 8 y 9, donde el aporte de ENRC cambia el UC de las unidades y se incurre en altos costos de encendido y apagado de equipos.

En estos casos las centrales PHSS gracias a su rápida respuesta y al no tener costos asociados al encendido y apagado, prestan mayores beneficios al sistema.

Por otra parte, también se puede observar en la Ilustración 46 que las utilidades de las centrales PHSS también están fuertemente relacionadas con la penetración de ENRC, que por ejemplo en el escenario 3 las centrales de 100 MW y 200 MW registran pérdidas. En tanto, a los escenarios 8 y 9 reciben utilidades mayores a la que perciben cuando no se tiene presencia de ENRC.





**Ilustración 46: Utilidad percibida por las centrales PHSS**

Es importante destacar que para los escenarios 8 y 9 se registran los mayores niveles de reserva; estos se muestran el Anexo 8. Se llega a tener CMG cero que es aprovechado por las centrales PHSS para bombear su capacidad máxima y de esta manera almacenar agua a costos cero y como consecuencia aumentar sus utilidades, en el Anexo 9 encontramos la curva detallada de los ahorros e ingresos de cada una de las centrales PHSS analizadas.

## Capítulo 6 Conclusiones y Trabajo Futuros

---

### 6.1 Conclusiones

- En el presente trabajo se propuso un modelo para caracterizar las centrales hidroeléctricas de bombeo en la actividad de pre-despacho, con el fin de evaluar el desempeño de estas en un sistema eléctrico interconectado con varias tazas de penetración de ENRC. Asimismo, se analizó la sensibilidad con diferentes tamaños de centrales PHSS, variando su potencia y capacidad de almacenamiento.
- En el desarrollo del trabajo se realizó una revisión bibliográfica del estado de desarrollo de las centrales hidroeléctricas de bombeo a nivel mundial y las metodologías utilizadas para el pre-despacho. Esto permitió obtener un enfoque del modelo general utilizado en la literatura para caracterizar este sistema de almacenamiento de energía y, de esta forma, evaluar las diversas funciones que cumplen en los sistemas eléctricos interconectados. El modelo general caracteriza el aporte de energía del sistema de almacenamiento con las restricciones de balance de energía, volumen inicial y final del embalse, también delimita la capacidad de almacenamiento con el tamaño del embalse.
- La formulación de pre-despacho modela la operación del sistema descrito en la Sección 5.2, consiguiendo resultados cercanos a los obtenidos en la operación real del sistema analizado. Al integrar en la modelación las centrales hidroeléctricas de bombeo, se permite evaluar la respuesta del sistema ante distintas potencias, capacidades de almacenamiento y eficiencias de las centrales PHSS.
- El problema de pre-despacho propuesto se validó con la simulación de nueve escenarios con diferentes niveles de penetración de ENRC; para cada escenario se evaluó un caso base sin la presencia de las centrales PHSS y con tres centrales hidroeléctricas de bombeo propuestas. Todas las simulaciones se realizaron tomando en cuenta el parque existente en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

- Estos resultados se obtuvieron en un sistema flexible, que posee una capacidad instalada de 5,188.09 MW, donde el 38% corresponde a centrales Diésel; el 6% a centrales fuel oil; el 21% a unidades de gas natural, y el restante a centrales de carbón.
- Los resultados indican que el factor de penetración de ENRC es determinante para analizar los beneficios que prestan las centrales hidroeléctricas de bombeo. Por ejemplo, para el caso de la central PHSS de 50 MW, el ahorro que aporta a los costos globales de operación cuando el sistema no posee ENRC es de USD\$ 47,278.21. Si la penetración de ENRC supera el 25% este ahorro podría aportar mayores beneficios. Prestando un ahorro de USD\$96,034.49 para el caso de una penetración de energía renovable de 35.21%
- Este caso es similar al de la central PHSS de 100 MW, que le ahorra al sistema USD\$57,950.79, lo que representa una disminución de 0.71% con respecto al operar el sistema sin la misma, para el caso donde no existe la presencia de ENRC; cuando la presencia de ENRC sobrepase el 25% podría aportar un mayor beneficio. Por ejemplo cuando se simula una penetración de ENRC de 35.21% se alcanza un ahorro de USD\$183,114.
- Distinto el caso de la central de 200 MW, que al pasar la penetración de ENRC de 19% presenta mayores beneficios que los aportados en el caso sin presencia de ENRC, disminuyendo los costos totales de operación en un 6.34% que representan USD\$ 359,367.29 para una penetración de 35% de ENRC.
- Los resultados muestran que las centrales PHSS pueden llegar a tener pérdidas, en el momento que se aplana la curva de costos marginales. Este es el caso del escenario 3, con una penetración de ENRC de 2.3% que corresponde al doble de lo que existe instalado en el SING a diciembre del 2013. La operación de las centrales PHSS de 100 MW y 200MW, a pesar que contribuyen en un ahorro en los costos globales de operación del 0.23%, tienen una pérdida de USD\$1,766.54 y USD\$1,773.63, respectivamente.
- El aporte más significativo que tienen las centrales PHSS en el sistema evaluado es que por su rápida puesta en servicio y su flexibilidad de operación, logran siempre una disminución en los costos de encendido y parada del sistema cuando los niveles de penetración de ENRC son superiores a 10.93%.
- Con respecto a las utilidades percibidas por las centrales de bombeo se demuestran que están fuertemente relacionadas con los niveles de penetración de energía renovables y con los

ahorros que le preste al sistema en los costos de operación, mostrando que en el nivel mayor evaluado de penetración de ENRC 35.21%, donde se presentan los mayores ahorros también las centrales PHSS de 50 MW, 100MW y 200 MW tienen las mayores utilidades, que fueron de USD\$74,621.2, USD\$155,511.4, y USD\$214,037.9, respectivamente.

- Uno de los aportes metodológicos de esta tesis es la determinación, mediante un proceso de simulaciones, de los escenarios más favorables tanto para el sistema, como para el inversionista de la implementación de centrales hidroeléctricas de bombeo.

## **6.2 Trabajos futuros**

Como trabajo futuro se han identificado las siguientes líneas de investigación y desarrollo:

- Evaluar la operación de las centrales hidroeléctricas de bombeo en un sistema descentralizado, es decir, maximizar los beneficios del inversionista del PHSS.
- Realizar un modelo que permita evaluar la operación de las centrales PHSS bajo un despacho autónomo que maximice sus utilidades, dentro de un mercado tipo pool obligatorio. Lo anterior para analizar cómo afecta este despacho los costos generales de la operación del sistema y además determinar el tamaño crítico sobre el cual el despacho autónomo de la central PHSS afecta los costos globales del sistema de manera significativa.
- Evaluar el impacto que tiene la aplicación de las PHSS en la emisión de contaminantes primarios como material particulado MP, dióxido de azufre SO<sub>2</sub>, óxidos de nitrógeno NOX, monóxido de carbono CO y dióxido de carbono CO<sub>2</sub>.

## Capítulo 7 Bibliografía

---

- [1] P. M. V. Martínez, “Resumen anual 2013.” [Online]. Available: [http://cer.gob.cl/mailling/2014/febrero/ReporteCER\\_Feb2014\\_diseño V1.pdf](http://cer.gob.cl/mailling/2014/febrero/ReporteCER_Feb2014_diseño V1.pdf). [Accessed: 04-Apr-2014].
- [2] S. Ahmed, A. Jaber, R. Dixon, M. Eckhart, G. Thompson, and D. Hales, “RenewableS 2012 GLOBAL STATUS REPORT 2012,” Paris, 2012.
- [3] C. Li-ion, S. N. G. Nas, S. Fes, and D. L. C. Bev, “Electrical Energy Storage White paper,” 2011.
- [4] C.-J. Yang and R. B. Jackson, “Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 839–844, Jan. 2011.
- [5] N. Sivakumar, D. Das, N. P. Padhy, a. R. Senthil Kumar, and N. Bisoyi, “Status of pumped hydro-storage schemes and its future in India,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 208–213, Mar. 2013.
- [6] B. Steffen, “Prospects for pumped-hydro storage in Germany,” *Energy Policy*, vol. 45, pp. 420–429, Jun. 2012.
- [7] P. Maldonado and V. Martínez, “La Generación ERNC en el Mercado Eléctrico,” 2014.
- [8] I. J. N. FUENTES, “ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR BOMBEO ( HYDRO-PUMPED STORAGE ) ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR BOMBEO ( HYDRO-PUMPED STORAGE ) EN EL MARCO REGULATORIO CHILENO,” PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE, 2014.
- [9] CDEC-SING, “Generación y Demanda Máxima Anual del SING Período 2004-2013,” 2014.
- [10] CDEC-SING, “Información Técnica - Centrales SING,” 2014.
- [11] C. Huber and C. Gutsch, “Pump - Storage Hydro Power Plants in the European Electricity Market,” pp. 1–52, 2010.
- [12] U . S . Army Corps of Engineers Northwest Division Hydroelectric Design Center, “Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest Final Report,” Washington.

- [13] J. P. Deane, B. P. Ó Gallachóir, and E. J. McKeogh, “Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 4, pp. 1293–1302, May 2010.
- [14] B. Rangoni, “A contribution on electricity storage: The case of hydro-pumped storage appraisal and commissioning in Italy and Spain,” *Util. Policy*, vol. 23, pp. 31–39, Dec. 2012.
- [15] Dr. Otto Pirker., “Focus on Pump Storage Hydro Power Plants,” 2012.
- [16] I. Sciences, “Modeling Ternary Pumped Storage Units.”
- [17] I. Fernández and A. Robles, “Centrales de Generación de Energía Eléctrica,” 2012.
- [18] M. Johar and A. Radan, “Comparison of DFIG and Synchronous Machine for Storage Hydro-Power Generation.,” vol. 7, no. 1, pp. 48–58, 2011.
- [19] G. D. Ciocan, O. Teller, and F. Czerwinski, “VARIABLE SPEED PUMP-TURBINES TECHNOLOGY,” vol. 74, 2012.
- [20] USA Army Corps of Engineers, “Engineering and design–hydropower,” vol. EM 1110–2-.
- [21] J. Bendl, M. Chomit, and L. Schreier, “Adjustable-Speed Operation Of Doubly Fed Machines In Pumped Storage Power Plants,” *Electr. Mach. Drives, 1999. Ninth Int. Conf. (Conf. Publ. No. 468)*, no. 468, 1999.
- [22] R. Martínez, “El almacenamiento de energía en sistemas eléctricos de potencia : centrales hidroeléctricas reversibles,” Madrid, 2010.
- [23] T. Fujihara, H. Imano, and K. Oshima, “Development of Pump Turbine for Seawater Pumped- Storage Power Plant,” vol. 47, no. 5, pp. 199–202, 1998.
- [24] D. A. Katsaprakakis, D. G. Christakis, I. Stefanakis, P. Spanos, and N. Stefanakis, “Technical details regarding the design, the construction and the operation of seawater pumped storage systems,” *Energy*, vol. 55, pp. 619–630, Jun. 2013.
- [25] Union of the electricity industry-EURELECTRIC, “Eurelectric Key Statistics Edition 2013,” Bruselas, 2013.
- [26] U.S. Energy Information Administration, “International Energy Statistics,” 2014.
- [27] Elizabeth Ingram, “Balancing the Grid with Pumped Storage,” *Renewable Energy World*, 10-Aug-2011.

- [28] Z. Ming, Z. Kun, and L. Daoxin, "Overall review of pumped-hydro energy storage in China: Status quo, operation mechanism and policy barriers," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 17, pp. 35–43, Jan. 2013.
- [29] E. Ingram, "Worldwide Pumped Storage Activity," *RenewableEnergyWorld.com*, Oct-2010.
- [30] Sandia National Laboratories for the U.S. Department of Energy, "DOE Global Energy Storage Database." [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects>.
- [31] T. Senjyu, T. Miyagi, A. Y. Saber, N. Urasaki, and T. Funabashi, "Optimum Operation Schedules for Thermal Units and Energy Storage System," *Int. Conf. Electr. Eng.*, 2007.
- [32] M. Pezic and V. M. Cedres, "Unit commitment in fully renewable, hydro-wind energy systems," *2013 10th Int. Conf. Eur. Energy Mark.*, pp. 1–8, May 2013.
- [33] R. Palma-Behnke, C. Benavides, and F. Lanas, "A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy," vol. 4, no. 2, pp. 996–1006, 2011.
- [34] J. P. Deane, E. J. Mckeogh, and B. P. Ó. Gallachóir, "Derivation of Intertemporal Targets for Large Pumped Hydro Energy Storage With Stochastic Optimization," vol. 28, no. 3, pp. 2147–2155, 2013.
- [35] C. Xingying, W. Hexian, and Z. Xiaohua, "Studies on the Unit Commitment of Thermal-Pumped Storage Plant Considering the Rapid Adjustment Characteristic of Pumped Storage Plant," *2011 Int. Conf. Comput. Distrib. Control Intell. Environ. Monit.*, no. 6, pp. 1314–1318, Feb. 2011.
- [36] A. Tuohy and M. O'Malley, "Impact of pumped storage on power systems with increasing wind penetration," *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, Jul. 2009.
- [37] R. Jiang, J. Wang, and Y. Guan, "Robust Unit Commitment With Wind Power and Pumped Storage Hydro," *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 800–810, 2012.
- [38] C. Suazo-martínez, E. Pereira-bonvallet, R. Palma-behnke, and S. Member, "Impacts of Energy Storage on Short Term Operation Planning Under Centralized Spot Markets," pp. 1–9, 2014.
- [39] P. Hering, E. Janež, and D. Hrycej, "Optimal Scheduling of a Pumped-Storage Hydro Power Plant Operation," 2013.

- [40] Á. J. Duque, E. D. Castronuovo, I. Sánchez, and J. Usaola, "Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 9, pp. 1767–1777, Sep. 2011.
- [41] R. Moreno, R. Moreira, and G. Strbac, "A MILP model for optimising multi-service portfolios of distributed energy storage," *Appl. Energy*, Sep. 2014.
- [42] CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA, "Detalle Horario de Generación de Energía," 2014.
- [43] H. OYARZO, "Modelización matemática para evaluar energías para sistemas eólicos e híbridos eólico-diesel," UNIVERSIDAD POLITECNICA DE MADRID, 2008.
- [44] N. X. MONTEZUMA SANTACRUZ, "PROBLEMA DE PREDESPACHO DE UNIDADES CON REPRESENTACIÓN DE ALMACENAMIENTO A BASE DE BATERÍAS," 2014.
- [45] Comision Nacional De Energia, "NORMA TECNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO," no. 4993, 2009.
- [46] Dirección de Operación CDEC-SING, "ESTUDIO CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS," 2014.
- [47] "Hydroworld." [Online]. Available: <http://www.hydroworld.com/index.html>.
- [48] CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA, "Información Técnica - Centrales Eólicas," 2014.
- [49] "EnorChile," 2014. [Online]. Available: <http://www.enorchile.cl/>.
- [50] "E-CL GDF Suez," 2014. [Online]. Available: [http://www.e-cl.cl/prontus\\_ecl/site/edic/base/port/inicio.php](http://www.e-cl.cl/prontus_ecl/site/edic/base/port/inicio.php).



## Capítulo 8 Anexos

---

### **Anexo 1 Centrales PHSS a nivel mundial**

En un CD-ROM adjunto con el documento se encuentra una carpeta que resumen las centrales PHSS más importantes instaladas a nivel mundial, detallando la siguiente información: ubicación, tecnología, potencias, descripción, almacenamiento entre otros.

### **Anexo 2 Detalle de los escenarios de operación**

En el CD-ROM adjunto encontramos una carpeta que detalla la potencia horaria aportada por las centrales ENRC su porcentaje de penetración y los promedios del horizonte de estudio.

### **Anexo 3 Perfil de demanda eléctrica, proyecciones eólicas y solares**

En el CD-ROM adjunto con el documento se encuentra una carpeta que contiene las demandas utilizadas. Se considera la demanda del SING del año 2013.

### **Anexo 4 Detalles del parque generador**

En esta carpeta se encuentra las especificaciones técnicas y económicas del parque generador utilizadas en la optimización.

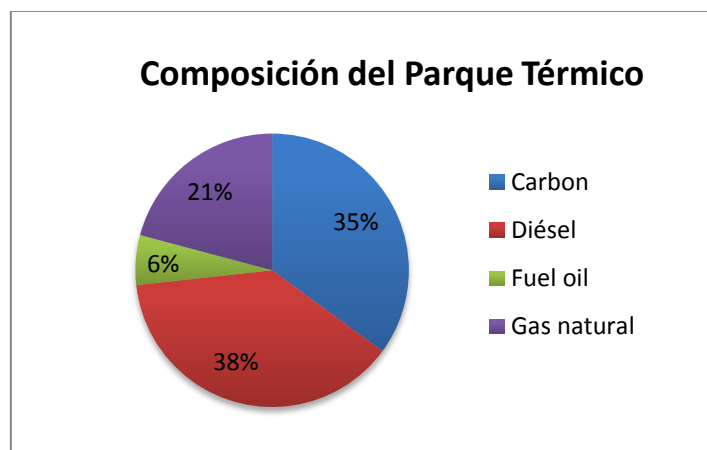


Ilustración 47 Composición del Parque Térmico

## Anexo 5 Nomenclatura

A continuación se presenta la nomenclatura de los parámetros y variables que se utilizaron en la formulación del modelo propuesto:

### Índices

$t$  Índice asociado a cada período de tiempo

$j$  Índice asociado a cada unidad generadora

$v$  Índice asociado a cada tramo de la función de costo

### Funciones

$C$  Costo de operación de las unidades térmicas

$C^{Star}$  Costos de arranque del generador

$C^{Op}$  Costo de operación del generador

$C^{Stop}$  Costo de parada del generador

$PL(t)$  Demanda efectiva

$Cp$  Costo de producción de la central

$q$  Consumo de combustibles de la unidad

$P_D$  Potencia entregada por el generador

### Variables

$P^{ENS}$  Energía no suministrada

$P_D(t, j)$  Potencia que aporta la central térmica  $j$  en la hora  $t$

$Pg$  Potencia de la central PHSS en modo generación.

$Pb$  Potencia de la central PHSS en modo bombeo.

$Bg$  Variable binaria de encendido y apagado en modo generación de la central PHSS

$Bb$  Variable binaria de encendido y apagado en modo bombeo de la central PHSS

$Vb$  La energía almacenada en forma de agua por el efecto del bombeo la central PHSS

$Vg$  La cantidad de agua que se consume la central PHSS en el modo generación

$Ve$  Volumen de agua en el embalse superior de la central PHSS

$B_v$  Representa el estado de prendido-apagado de la central termina en un tramo lineal

$B_{g^0}$  Condición binaria del estado previo del generador

$u$  Estado de encendido/apagado de la unidad generadora

$Rs$  Aporte para la reserva secundaria de la unidad generadora

### **Parámetros**

$C^{ENS}$  Precio de energía no suministrada

$D(t)$  Demanda horaria en el tiempo.

$P_{ENRC}(t)$  Potencia horaria de las centrales en base a ENRC (eólica, solar, mini hidro de pasada).

$Pg^{\min}$  Potencia mínima de generación de la central PHSS

$Pg^{\max}$  Potencia máxima de generación de la central PHSS

$Pb^{\max}$  Potencia máxima de bombeo de la central PHSS

$Pb^{\min}$  Potencia mínima de bombeo de la central PHSS

$\eta b$  Eficiencia de bombeo de la central PHSS

$\eta g$  Eficiencia de generación de la central PHSS

$Ve^{\max}$  Capacidad máxima del estanque superior de la central PHSS

$Ve^{\min}$  Capacidad mínima del estanque superior de la central PHSS

$V_e^{ini}$  Volumen inicial del estanque de la central PHSS

$c_j, b_j, a_j$  Son constantes del polinomio de segundo grado

$Cf$  Costo fijo de la central

$mc^1, mc^2, mc^3$  Pendientes del primer, segundo y tercer tramo de la curva de costo de la central

$P^0$  Potencia mínima de la central j

$Pl^1, Pl^2, Pl^3$  Potencia máxima de cada uno de los tramos de la curva de costo de la central

$nv$  Numero de segmentos lineales

$\alpha$  Pendiente asociada al consumo de combustible

$\beta_v$  Punto de intersección del eje Y para el segmento  $v$

$Cc$  Costo del combustible

$P_v^{\min}$  Mínimo técnico del generador en un tramo lineal

$P_v^{\max}$  Máximo técnico del generador en un tramo lineal

CD es el costo fijo de partida

$rqRp(t)$  Requerimiento para control de frecuencia (reserva primaria) del sistema

$Rp(j)$  Montos preestablecidos fijos de potencia por cada unidad para reserva primaria

$rqRs(t)$  Requerimiento de reserva secundaria del sistema

$Rs^{\max}$  Aporte máximo para reserva secundaria de la central

## **Anexo 6 Pre-despacho de las centrales PHSS**

En esta carpeta se encuentra un documento Excel con el despacho de las centrales para todos los escenarios, poseen 9 hojas de cálculo donde se muestra en pre-despacho del parque generador sin la presencia de las centrales PHSS y bajo la presencia de las PHSS propuestas

para la investigación, además de la graficas del unit Commitment y los cálculos de las utilidades percibidas por cada central PHSS.

## Anexo 7 Resumen de escenarios de operación

Escenario 1	Caso base	Centrales PHSS					
		50 MW		100 MW		200 MW	
			%		%		%
Costo Total (USD\$)	8,082,176	8,034,897	-0.585	8,024,225	-0.717	8,019,989	-0.7694
Promedio CMG (USD\$/MWh)	42.33	41.50	-1.96	38.22	-9.70	40.35	-4.68
Max Aporte (MW)		50	2.277	56.76	2.584	66.26	3.017
Energía Generada (MW/h)		1,295		1,592		1,771	
Energía Consumida (MW/h)		1,619		1,990		2,214	
Consigna Centrales Bases (MW)	2019.84	2019.84		2019.84		2019.84	
Utilidad (USD\$)		36,237.7		37,595.3		46,427.2	

Tabla 15 Resumen de escenario 1 [Fuente propia]

Escenario 2	Caso base	Centrales PHSS					
		50 MW		100 MW		200 MW	
			%		%		%
Costo Total (USD\$)	7,916,986	7,896,033	-0.265	7,893,895	-0.292	7,893,895	-0.292
Promedio CMG (USD\$/MWh)	41.80	30.37	-27.35	29.17	-30.22	29.17	-30.22
Max Aporte (MW)		50	2.295	92.96	4.234	92.96	4.234
Energía Generada (MW/h)		916.59		1,065.49		1,065.49	
Energía Consumida (MW/h)		1,145.74		1,331.86		1,331.86	
Consigna Centrales Bases (MW)	2019.84	2019.84		2019.84		2019.84	
Utilidad (USD\$)		20,940.10		11,688.98		11,688.98	

Tabla 16 Resumen de escenario 2 [Fuente propia]

Escenario 3	Caso base	Centrales PHSS					
		50 MW		100 MW		200 MW	
			%		%		%
Costo Total (USD\$)	7,803,859	7,786,996	-0.216	7,785,760	-0.231	7,788,076	-0.202
Promedio CMG (USD\$/MWh)	32.403	26.87	-17.08	25.74	-20.55	25.72	-20.61
Max Aporte (MW)		50	2.277	91.96	2.585	91.96	3.018
Energía Generada (MW/h)		558.75		712.73		711.57	
Energía Consumida (MW/h)		698.44		854.76		853.31	
Consigna Centrales Bases (MW)	1670	1934.54		1934.54		1934.54	
Utilidad (USD\$)		4,349.4		-1773.63		-1766.54	

**Tabla 17 Resumen de escenario 3 [Fuente propia]**

Escenario 4	Caso base	Centrales PHSS					
		50 MW		100 MW		200 MW	
			%		%		%
Costo Total (USD\$)	7,381,075	7,375,115	-0.081	7,374,834	-0.085	7,370,673	-0.141
Promedio CMG (USD\$/MWh)	37.85	24.68	-34.79	24.24	-35.95	24.32	-35.73
Max Aporte (MW)		50	2.277	87.96	4.005	200	9.157
Energía Generada (MW/h)		272.44		392.15		1,056.46	
Energía Consumida (MW/h)		340.55		490.19		1,320.57	
Consigna Centrales Bases (MW)	1,255.04	1,420.04		1,420.04		1,505.00	
Utilidad (USD\$)		1,164.2		655.6		9,038.2	

**Tabla 18 Resumen de escenario 4 [Fuente propia]**

Escenario 5	Caso base	Centrales PHSS					
		50 MW		100 MW		200 MW	
			%		%		%
Costo Total (USD\$)	7,086,510	7,078,862	-0.107	7,071,404	-0.213	7,062,062	-0.345
Promedio CMG (USD\$/MWh)	25.87	24.08	-6.94	23.96	-7.37	24.12	-6.76
Max Aporte (MW)		50	2.277	100	4.657	200	9.156
Energía Generada (MW/h)		277.68		1,630.33		2,452.89	
Energía Consumida (MW/h)		347.10		2,037.91		3,066.11	
Consigna Centrales Bases (MW)	828.24	828.24		968.24		1255.04	
Utilidad (USD\$)		1,185.5		1,153.0		2,965.4	

**Tabla 19 Resumen de escenario 5 [Fuente propia]**

Escenario 6	Caso base	Centrales PHSS					
		50 MW		100 MW		200 MW	
			%		%		%
Costo Total (USD\$)	6,798,010	6,786,059	-0.1758	6,777,696	-0.2988	6,758,614	-0.5795
Promedio CMG (USD\$/MWh)	25.72	24.24	-5.75	23.79	-7.52	24.94	-3.05
Max Aporte (MW)		50	2.277	56.76	2.584	66.26	3.017
Energía Generada (MW/h)		964.53		2,043.98		6,765.59	
Energía Consumida (MW/h)		1,205.67		2,554.97		8,456.99	
Consigna Centrales Bases (MW)	662.34	487.34		828.24		828.24	
Utilidad (USD\$)		3,848.6		2,462.3		8,081.7	

**Tabla 20 Resumen de escenario 6 [Fuente propia]**

Escenario 7	Caso base	Centrales PHSS					
		50 MW		100 MW		200 MW	
			%		%		%
Costo Total (USD\$)	6,521,068	6,500,613	-0.3137	6,493,422	-0.424	6,459,101	-0.9503
Promedio CMG (USD\$/MWh)	26.81	23.87	-10.95	24.23	-9.62	26.42	-1.42
Max Aporte (MW)		50	2.2892	100	4.57834	200	9.1083
Energía Generada (MW/h)		1,367.41		3,254.97		8,058.80	
Energía Consumida (MW/h)		1,709.26		4,068.72		10,073.50	
Consigna Centrales Bases (MW)	351.04	487.27		487.27		662.32	
Utilidad (USD\$)		2,958.2		16,773.5		45,890.7	

**Tabla 21 Resumen de escenario 7 [Fuente propia]**

Escenario 8	Caso base	Centrales PHSS					
		50 MW		100 MW		200 MW	
			%		%		%
Costo Total (USD\$)	6,089,955	6,062,419	-0.4521	6,042,822	-0.7739	5,975,513	-1.8792
Promedio CMG (USD\$/MWh)	24.67	23.40	-5.15	30.9	25.23	31.71	28.52
Max Aporte (MW)		50	2.2771	100	4.57834	200	9.1083
Energía Generada (MW/h)		1,777.9		3,885.2		9,340.98	
Energía Consumida (MW/h)		2,222.3		4,856.5		11,676.22	
Consigna Centrales Bases (MW)	2	2		2		208	
Utilidad (USD\$)		16,790.4		103,600.4		207,074.3	

**Tabla 22 Resumen de escenario 8 [Fuente propia]**



Escenario 9	Caso base	Centrales PHSS					
		50 MW		100 MW		200 MW	
			%		%		%
Costo Total (USD\$)	5,660,721	5,564,686	-1.6965	5,477,607	-3.2348	5,301,353	-6.3484
Promedio CMG (USD\$/MWh)	22.67	21.09	-6.95	23.80	5.00	21.43	-5.48
Max Aporte (MW)		50	2.2771	100	4.57834	200	9.1083
Energía Generada (MW/h)		2,345.20		4,608		9,673.92	
Energía Consumida (MW/h)		2,931.49		5,760		12,092.40	
Consigna Centrales Bases (MW)	0	0		0		0	
Utilidad (USD\$)		74,621.2		155,511.4		214,037.9	

Tabla 23 Resumen de escenario 9 [Fuente propia]

## Anexo 8 Reservas en giro

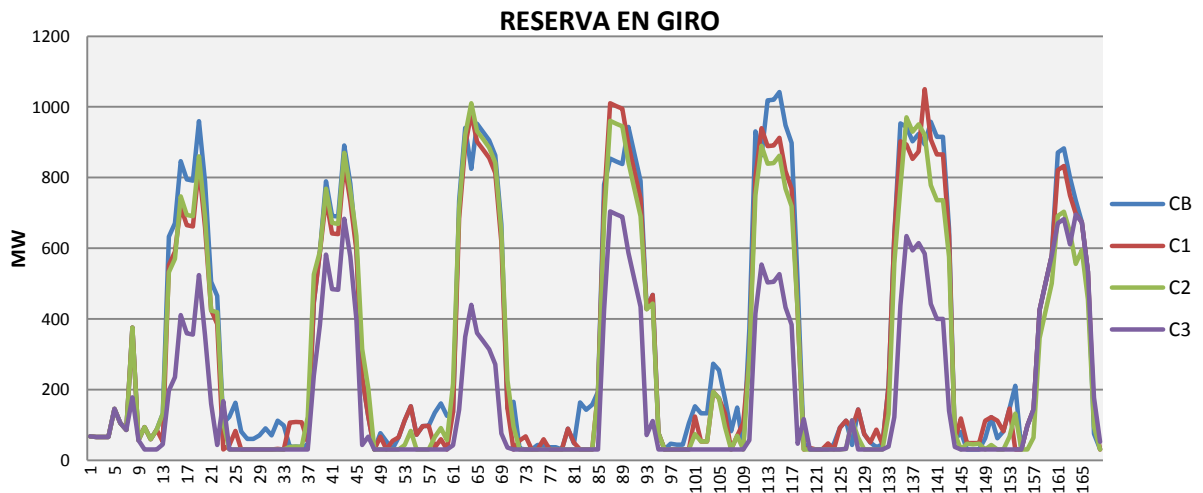


Ilustración 48 Reserva el giro Escenario 8 [Fuente propia]

### RESERVA EN GIRO

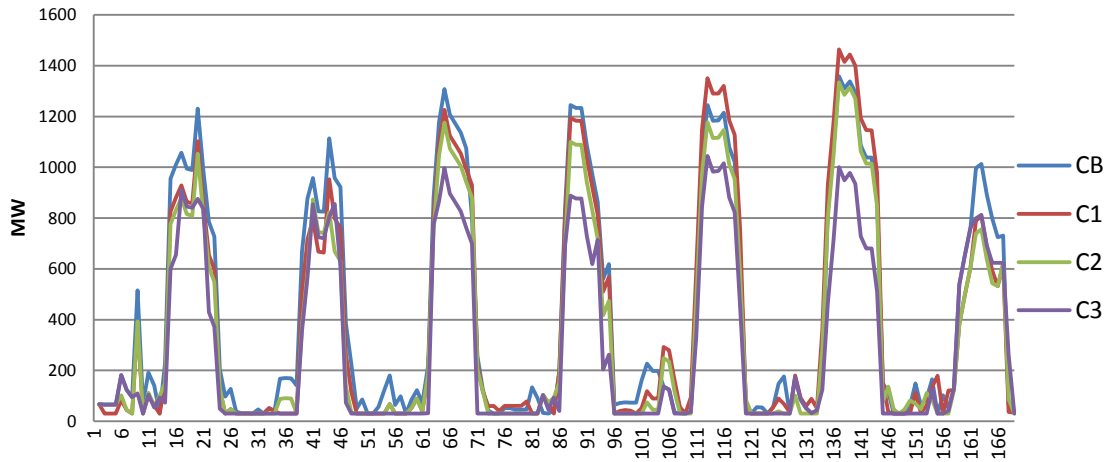


Ilustración 49 Reserva el giro Escenario 9 [Fuente propia]

## Anexo 9 Resumen de costos de operación y utilidades

En el CD-ROM adjunto encontramos una carpeta que detalla los costos de operación del sistema en cada uno de los escenarios, así también los ahorros presentados y las utilidades.

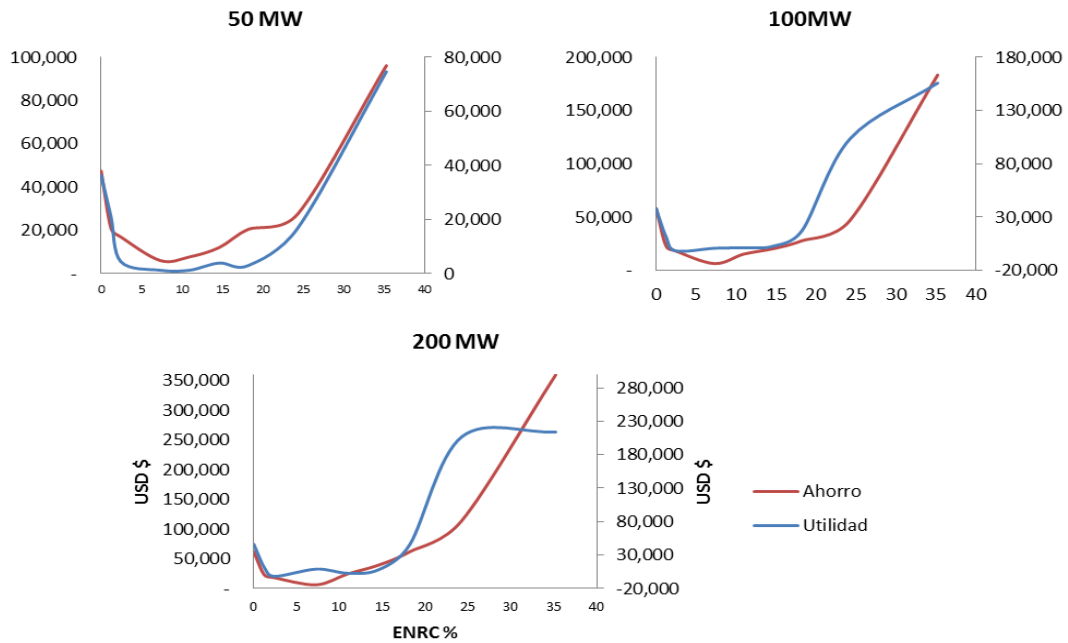


Ilustración 50 resumen de ahorro y utilidad de las PHSS