



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **EFFECTO DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGIA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DE COLOMBIA**

**JOHN FERNANDO LOPEZ VELASQUEZ**

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Escuela de Sistemas

Medellín, Colombia

2013



# **EFECTO DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGIA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DE COLOMBIA**

**JOHN FERNANDO LOPEZ VELASQUEZ**

Ingeniero de sistemas e informática

Tesis de grado como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Ingeniería de Sistemas**

Director:

**Ph.D, Carlos Jaime Franco Cardona.**

Línea de Investigación:

Investigación de Operaciones: Dinámica de Sistemas

Grupo de Investigación:

Grupo de investigación en Sistemas e Informática

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Escuela de Sistemas

Medellín, Colombia

2013



## **Agradecimientos**

A mis padres y hermanas que han sido el pilar fundamental de mi vida y motivación.

A Dios por la fortaleza que me brinda para afrontar cada día los obstáculos que se me presentan y cumplir cada una de mis metas propuestas.

A Carlos Jaime Franco, director de esta Tesis por la asistencia prestada durante toda la investigación, por la acertada dirección de éste y su buena disposición para hacerlo, por su amabilidad e infinita paciencia. También, por el apoyo y el tiempo que me otorgó en todo momento, sin el cual hubiera sido imposible sacar esta tesis adelante.

A todos los profesores, compañeros de la maestría y amigos que en algún momento realizaron aportes a este trabajo con sus revisiones, sugerencias, datos e información.

## Resumen

El almacenamiento de energía eléctrica puede satisfacer necesidades que se presentan en la mayoría de los sistemas de energía como: Alisamiento de carga en gestión valle-punta, e integración de renovables. El sistema de energía de Colombia no es la accesión y necesita el almacenamiento más que todo para el alisamiento de carga en gestión valle-punta; pero ni el avance en las tecnologías existentes de almacenamiento, ni la necesidad de almacenamiento debido a la curva de carga, no han sido suficientes para que en Colombia tenga almacenamiento de energía. Esta investigación hace un modelo de dinámica de sistemas que consta de dos módulos, el módulo de despacho de electricidad y el módulo de almacenamiento de energía, el cual busca entender el efecto de almacenamiento de energía eléctrica en el mercado mayorista eléctrico Colombiano, por tanto se evalúan las dos tecnologías más clásicas de almacenamiento, hidro-bombeo y baterías. Los efectos se evalúan por el modelo hecho en Dinámica de Sistemas donde se observa el efecto en el precio y en la curva de carga debido a la participación de las tecnologías de almacenamiento por hidro-bombeo y baterías en la generación de energía.

**Palabras clave:** Almacenamiento eléctrico, tecnologías de almacenamiento, Dinámica de sistemas, energía eléctrica, mercado eléctrico Colombiano, bombeo, banco de baterías.

## Abstract

Electrical energy storage can meet needs that arise in most power systems as: Load Smoothing management in peak-valley and integration of renewable, The power system of Colombia is not the accession and storage needed mostly for load smoothing management in peak-valley, but no progress in existing storage technologies, and the need for storage due to the load curve have been sufficient for in Colombia have energy storage. This research makes a system dynamics model consisting of two modules, the module dispatch of electricity and energy storage module, this seeks to understand the effect of electric energy storage in the Colombian electricity wholesale market, so evaluates two storage classic technologies, pumped hydro storage and battery storage. The effects are evaluated by the model made in System Dynamics which shows the effect on the price and load curve due to the participation of pumped hydro storage technologies and batteries in power generation.

**Keywords:** Electric storage, storage technologies, systems dynamics, electricity, Colombian electricity market, pumping, battery bank.

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>Resumen.....</b>	<b>6</b>
<b>Lista de figuras .....</b>	<b>10</b>
<b>Lista de tablas .....</b>	<b>13</b>
<b>Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Justificación .....</b>	<b>3</b>
1.1    Introducción.....	3
1.2    Definición del problema .....	3
1.3    Preguntas de investigación.....	4
1.4    Justificación del problema.....	4
1.4.1    Alisamiento de carga en gestión valle-punta.....	4
1.4.2    Control de frecuencia.....	6
1.4.3    Integración de renovables .....	6
1.5    Objetivos .....	7
1.5.1    Objetivo general .....	7
1.5.2    Objetivos específicos .....	8
1.6    Alcance.....	8
1.7    Conclusiones .....	9
<b>2. Tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.....</b>	<b>10</b>
2.1    Introducción.....	10
2.2    Tecnologías de almacenamiento .....	10
2.3    Tecnología de almacenamiento de energía por Hidro-Bombeo (PHES) .....	13
2.3.1    Costo de inversión para Hidro-bombeo.....	15
2.4    Tecnología de almacenamiento de energía por Baterías.....	15
2.5    Eficiencia del sistema de Almacenamiento .....	18
2.6    Conclusiones .....	19
<b>3. Estado del arte.....</b>	<b>20</b>
3.1    Introducción.....	20
3.2    Modelos de almacenamiento de electricidad .....	20
3.3    Conclusiones .....	25
<b>2. Metodología .....</b>	<b>27</b>
4.1    Introducción.....	27
4.2    Escogencia de Metodología.....	27
4.3    Conclusiones .....	29

---

<b>5. Mercado Eléctrico de Colombia</b> .....	<b>30</b>
5.1 Introducción .....	30
5.2 Breve descripción del Mercado de Energía en Colombia.....	30
5.3 Estructura del mercado de energía mayorista de Colombia .....	33
5.3.1 Generación.....	34
5.3.2 Transmisión Y Distribución .....	34
5.3.3 Comercialización .....	34
5.3.4 Operación del mercado.....	34
5.3.5 Despacho de energía.....	35
5.4 Conclusiones.....	36
<b>6. Modelando efecto del almacenamiento de energía en el mercado eléctrico mayorista de Colombia</b> .....	<b>37</b>
6.1 Introducción.....	37
6.2 Almacenamiento de energía en Colombia .....	37
6.3 Descripción del modelo .....	40
6.4 Hipótesis Dinámica.....	41
6.5 Módulo de Despacho de electricidad.....	41
6.6 Módulo de Almacenamiento de energía .....	45
6.7 Ecuaciones del modelo.....	49
6.8 Especificaciones del modelo.....	49
6.9 Conclusiones .....	52
<b>7. Validación del modelo</b> .....	<b>53</b>
7.1 Introducción.....	53
7.2 Pruebas de validación .....	53
7.3 Pruebas directas sobre la estructura.....	54
7.4 Pruebas de comportamiento orientadas a la estructura.....	54
7.5 Pruebas de validación del comportamiento.....	55
7.5.1 Prueba de reproducción del comportamiento para el precio de energía .....	55
7.5.2 Prueba de reproducción del comportamiento para la curva de carga: .....	56
7.6 Conclusiones.....	58
<b>8. Escenario base</b> .....	<b>59</b>
8.1 Introducción.....	59
8.2 Especificaciones y resultado del escenario base .....	59
8.3 Conclusiones .....	61
<b>9. Definición políticas</b> .....	<b>62</b>
9.1 Introducción.....	62
9.2 Justificación de las políticas .....	62
9.3 Políticas de las tecnologías. ....	63
9.3.1 Políticas de la tecnología de Hidro-bombeo.....	63
9.3.1.1 Política 1 para la tecnología de Hidro-bombeo.....	63
9.3.1.2 Política 2 para la tecnología de Hidro-bombeo. ....	66
9.3.1.3 Política 3 para la tecnología de Hidro-bombeo. ....	68
9.3.2 Políticas para la tecnología de Batería. ....	70



---

9.3.2.1 Política 1 para la tecnología de Batería. ....	70
9.3.2.2 Política 2 para la tecnología de Batería. ....	73
9.3.2.3 Política 3 para la tecnología de Batería. ....	75
9.4 Costo de operación. ....	77
9.5 Conclusiones.....	78
<b>10. Conclusiones .....</b>	<b>80</b>
<b>Referencias bibliográficas.....</b>	<b>84</b>
<b>A. Anexo1: Resumen de los estudios revisados de almacenamiento de electricidad.....</b>	<b>90</b>
<b>B. Anexo2: Pruebas de condiciones extremas.....</b>	<b>94</b>
<b>C. Anexo3: Prueba de Análisis de sensibilidad.....</b>	<b>97</b>
<b>D. Anexo4: Tecnologías juntas de Hidro-bombeo y Batería.....</b>	<b>102</b>
11.1 Aplicación de las políticas de la tabla 9-1 del capítulo 9 para las tecnologías de Hidro-bombeo y Batería.....	102
11.1.1 Política 1 para las tecnologías de batería y Hidro-bombeo. ....	102
11.1.2 Política 2 para las tecnologías de batería y Hidro-bombeo. ....	104
11.1.3 Política 3 para las tecnologías de batería y Hidro-bombeo. ....	105
11.2 Conclusiones.....	107
<b>E. Anexo5: Datos valores presentes netos. ....</b>	<b>108</b>

## Lista de figuras

	Pág.
<b>Figura 1-1:</b> Curva de carga promedio anual de energía eléctrica en Colombia 2008.....	5
<b>Figura 1-2:</b> Almacenamiento de energía en valles para producción en punta.....	5
<b>Figura 2-1:</b> Tecnologías de almacenamiento de electricidad.....	12
<b>Figura 2-2:</b> Principios que usa el almacenamiento de energía.....	12
<b>Figura 2-3:</b> Esquema de hidro-bombeo.....	13
<b>Figura 2-4:</b> Banco de baterías.....	18
<b>Figura 2-5:</b> La eficiencia de almacenamiento y potencia .....	19
<b>Figura 5-1:</b> Evolución de la demanda desde 2003 a 2009.....	32
<b>Figura 5-2:</b> Estructura del mercado de energía mayorista colombiano.....	33
<b>Figura 6-1:</b> Generación de Energía Eléctrica por Tipo de Fuente .....	40
<b>Figura 6-2:</b> Dinámica entre módulos.....	40
<b>Figura 6-3:</b> Despacho electricidad y generación del precio en Colombia.....	42
<b>Figura 6-4:</b> Diagrama Causal módulo de despacho de electricidad.....	42
<b>Figura 6-5:</b> Ciclo de balance B1. Precio de electricidad e inversiones en capacidad...42	42
<b>Figura 6-6:</b> Ciclo de balance B2. Demanda.....	43
<b>Figura 6-7:</b> Ciclo de balance B3 Generación Hidroeléctrica y Ciclo de balance B4 Vertimientos.....	43
<b>Figura 6-8:</b> Diagrama de Flujos y Niveles-Embalse.....	44
<b>Figura 6-9:</b> Costo de oferta de las hidroeléctricas con embalse.....	45
<b>Figura 6-10:</b> Diagrama de Flujos y Niveles - Despacho.....	46
<b>Figura 6-11:</b> Diagrama causal del módulo almacenamiento de energía (Bombeo), (Banco Baterías).....	46
<b>Figura 6-12:</b> Diagrama de almacenamiento de energía.....	47
<b>Figura 6-13:</b> Diagrama de ganancias.....	48
<b>Figura 6-14:</b> Diagrama de Flujos y Niveles - Almacenamiento.....	48
<b>Figura 6-15:</b> Diagrama de Flujos y Niveles - ganancia.....	49
<b>Figura 7-1:</b> Pasos de validación.....	53
<b>Figura 7-2:</b> Precios de bolsa promedio por hora.....	56
<b>Figura 7-3:</b> Precio de la energía de la simulación del modelo.....	56
<b>Figura 7-4:</b> Curva de carga promedio anual de energía eléctrica en Colombia 2008.....	57
<b>Figura 7-5:</b> Curva de carga de la simulación del modelo.....	57
<b>Figura 7-6:</b> Variación de la curva de carga en el tiempo.....	62
<b>Figura 8-1:</b> Curva de carga.....	60
<b>Figura 8-2:</b> Precio de la energía.....	60
<b>Figura 9-1:</b> Almacenamiento Hidro-bombeo.....	64
<b>Figura 9-2:</b> Efecto en la Curva de carga por almacenamiento bombeo.....	65
<b>Figura 9-3:</b> Efecto en el precio por almacenamiento bombeo.....	66

<b>Figura 9-4:</b>	Almacenamiento Hidro-bombeo.....	66
<b>Figura 9-5:</b>	Efecto en la Curva de carga por almacenamiento bombeo.....	67
<b>Figura 9-6:</b>	Efecto en el precio por almacenamiento bombeo.....	68
<b>Figura 9-7:</b>	Almacenamiento Hidro-bombeo.....	68
<b>Figura 9-8:</b>	Efecto en la Curva de carga por almacenamiento bombeo.....	69
<b>Figura 9-9:</b>	Efecto en el precio por almacenamiento bombeo.....	90
<b>Figura 9-10:</b>	Almacenamiento batería.....	71
<b>Figura 9-11:</b>	Efecto en la Curva de carga por almacenamiento batería.....	72
<b>Figura 9-12:</b>	Efecto en el precio por almacenamiento batería.....	72
<b>Figura 9-13:</b>	Almacenamiento batería.....	73
<b>Figura 9-14:</b>	Efecto en la Curva de carga por almacenamiento batería.....	74
<b>Figura 9-15:</b>	Efecto en el precio por almacenamiento batería.....	75
<b>Figura 9-16:</b>	Almacenamiento batería.....	75
<b>Figura 9-17:</b>	Efecto en la Curva de carga por almacenamiento batería.....	76
<b>Figura 9-18:</b>	Efecto en el precio por almacenamiento batería.....	77
<b>Figura 11-1:</b>	Precio de energía con la participación de las tecnologías de batería y hidro-bombeo.....	94
<b>Figura 11-2:</b>	Almacenamiento de energía por Hidro-bombeo.....	94
<b>Figura 11-3:</b>	Almacenamiento de energía por baterías.....	95
<b>Figura 11-4:</b>	Curva de carga.....	96
<b>Figura 11-5:</b>	Precio de energía.....	96
<b>Figura 11-6:</b>	Curva de carga para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con incremento de 0.0001% y disminución de 0.0001% para ambos respectivamente.....	97
<b>Figura 11-7:</b>	Precio de energía para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con incremento de 0.0001% y disminución de 0.0001% para ambos respectivamente.....	98
<b>Figura 11-8:</b>	Curva de carga con bombeo 500 MW y batería 50 MW.....	99
<b>Figura 11-9:</b>	Precio de energía con bombeo 50 MW y batería 500 MW.....	99
<b>Figura 11-10:</b>	Curva de carga con bombeo 1000 MW y batería 100 MW.....	100
<b>Figura 11-11:</b>	Precio de energía con bombeo 1000 MW y batería 100 MW.....	100
<b>Figura 11-12:</b>	Curva de carga con bombeo 4000 MW y batería 150 MW.....	101
<b>Figura 11-13:</b>	Precio de energía con bombeo 150 MW y batería 4000 MW.....	107
<b>Figura 11-14:</b>	Curva de carga para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con eficiencia de 100%.....	108
<b>Figura 11-15:</b>	Precio de energía para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con eficiencia de 100%.....	109
<b>Figura 11-16:</b>	Curva de carga para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con costo de inversión de hidro-bombeo a 2200 dólares/KW y batería a 200 dólares/KW.....	110
<b>Figura 11-17:</b>	Precio de energía para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con costo de inversión de hidro-bombeo a 2200 dólares/KW y batería a 200 dólares/KW.....	110
<b>Figura 11-18:</b>	Curva de carga para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con y sin proyectos que entrarán en la generación de energía.....	111
<b>Figura 11-19:</b>	Precio de energía para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con y sin	

proyectos que entrarán en la generación de energía.....	111
<b>Figura 11-20:</b> Efecto en la Curva de carga por almacenamiento de hidro-bombeo y batería .....	113
<b>Figura 11-21:</b> Efecto en el precio por almacenamiento de hidro-bombeo y batería .....	114
<b>Figura 11-22:</b> Efecto en la Curva de carga por almacenamiento de hidro-bombeo y batería .....	114
<b>Figura 11-23:</b> Efecto en el precio por almacenamiento de hidro-bombeo y batería ....	115
<b>Figura 11-24:</b> Efecto en la Curva de carga por almacenamiento de hidro-bombeo y batería.....	116
<b>Figura 11-25:</b> Efecto en el precio por almacenamiento de hidro-bombeo y batería .....	116

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1-1:</b> Almacenamiento en algunos Países.....	7
<b>Tabla 2-1:</b> Porcentaje de la capacidad total instalada de las PHES en (MW) de países miembros de la unión Europea, Japón y los EE.UU.....	14
<b>Tabla 2-2:</b> Ventajas y desventajas de las baterías con respecto a las baterías plomo-acido.....	16
<b>Tabla 2-3:</b> Países que usan almacenamiento por Baterías.....	17
<b>Tabla 5-1:</b> Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre de 2011.....	31
<b>Tabla 5-2:</b> Proyectos de generación que entraran al sistema.....	32
<b>Tabla 6-1:</b> Plantas despachadas centralmente en Diciembre 2010 - Noviembre 2011.....	38
<b>Tabla 6-2:</b> Ecuaciones del modelo de dinámica de Sistemas .....	51
<b>Tabla 6-3:</b> Supuestos del modelo.....	51
<b>Tabla 9-1:</b> Políticas para el efecto del almacenamiento por bombeo y baterías.....	63
<b>Tabla 9-2:</b> Valor presente neto.....	65
<b>Tabla 9-3:</b> Valor presente neto.....	67
<b>Tabla 9-4:</b> Valor presente neto.....	69
<b>Tabla 9-5:</b> Valor presente neto.....	71
<b>Tabla 9-6:</b> Valor presente neto.....	73
<b>Tabla 9-7:</b> Valor presente neto.....	76
<b>Tabla 9-8:</b> Costo de operación.....	77
<b>Tabla 11-1:</b> Estudios revisados de almacenamiento de electricidad.....	90
<b>Tabla 11-2:</b> Variables para condiciones extremas.....	95
<b>Tabla 11-3:</b> Aumento y disminución de variables.....	97
<b>Tabla 11-4:</b> Aumento de variables.....	98
<b>Tabla 11-5:</b> Aumento de otras variables.....	107
<b>Tabla 11-6:</b> Flujos de ganancias para hidro-bombeo usando política 1 y su respectiva forma.....	109
<b>Tabla 11-7:</b> Flujos de ganancias para hidro-bombeo usando política 2 y su respectiva forma.....	110
<b>Tabla 11-8:</b> Flujos de ganancias para hidro-bombeo usando política 3 y su respectiva forma.....	111
<b>Tabla 11-9:</b> Flujos de ganancias para baterías usando política 1 y su respectiva forma.....	113
<b>Tabla 11-10:</b> Flujos de ganancias para baterías usando política 2 y su respectiva forma.....	113
<b>Tabla 11-11:</b> Flujos de ganancias para baterías usando política 3 y su respectiva forma.....	114



## INTRODUCCIÓN

El almacenamiento de energía se ha convertido en un importante foco de discusión e investigación, ya que se prevé que en los próximos 50 años el consumo de energía mundial será el doble que el actual y la mayor parte deberá provenir de fuentes de energía con bajos o nulas emisiones de gases contaminantes. Esto ha generado gran interés por sistemas de generación de energía “limpia” a partir de fuentes renovables que sean eficientes tales como los sistemas eólicos o solares a gran escala. Los sistemas de generación de energía limpia ofrecen un gran potencial pero debido a su naturaleza intermitente requieren tener sistemas de almacenamiento de energía (SAE) eficientes, convirtiéndose en un punto relevante los sistemas de almacenamiento ya que las demandas domésticas y comerciales requieren de un suministro continuo de energía por lo que el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento será un factor crítico para el desarrollo futuro (IEA 2009).

Los recursos de energía convencionales son limitados, por lo que las autoridades y gobiernos están promoviendo el ahorro energético y la generación de energía utilizando recursos renovables. La Unión Europea ha adquirido el compromiso para el año 2020 de que el 20 % de la energía total generada se produzca a partir de fuentes energéticas renovables. Pero hay que tener presente que una desventaja de las energías renovables es la discontinuidad de generación debido principalmente a su dependencia de los factores climáticos, lo que las hace más difícil de integrar en el conjunto de generación, por lo cual es una necesidad fundamental el almacenamiento de energía, este almacenamiento se logra por medio de tecnologías de almacenamiento. Hay ciertas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica disponibles y otras en desarrollo que ayudan con las necesidades del almacenamiento de energía. Cada una de ellas tiene sus propias características idóneas para satisfacer unas u otras necesidades. Podemos mencionar algunos sistemas como: Volantes de inercia, Súper condensadores, Bombeo hidráulico, Aire comprimido CAES, Baterías, UPS entre otras (Ter-Gazarian, 1994; Baxter, 2006; Rey, Garde & Martínez, 2011). Hay muchos países como Alemania, Portugal, EE.UU, Japón, España, China, Francia, Australia entre otros que tienen almacenamiento de energía en su respectivo sistema eléctrico empleando una o varias tecnologías de almacenamiento. Mientras que en Colombia esa implementación de tecnologías son ajenas, ya que no tiene almacenamiento de energía por ninguna de las tecnologías disponibles, ni en desarrollo, y eso sin tener en cuenta la necesidad de almacenamiento de energía, debido a la forma de la curva de carga del sistema eléctrico, también para Colombia el almacenamiento de energía por renovables no es tan relevante ya que la generación no es significativa de electricidad por este medio. Sin embargo hay que tener presente que la energía eléctrica no puede ser fácilmente almacenada, esta realidad hace necesaria la existencia de centro de control y despacho que tienen como misión que la energía eléctrica sea generada en el momento de ser consumida, pero es importante

comprender que el almacenamiento de energía eléctrica puede satisfacer necesidades que se presentan en la mayoría de los sistemas de energía como: Alisamiento de carga en gestión valle-punta, e integración de renovables. (Ter-Gazarian 1994; Rey, Garde & Martínez 2011).

Conjuntamente el almacenamiento ha estado disponible desde varias décadas, y que en Colombia el porcentaje de energía por hidroeléctricas hasta el año 2009 fue del 81.2% (Díaz, 2011), este país podría aprovechar lo anterior para el almacenamiento por bombeo, pero los sistemas de almacenamiento están poco explotados en Colombia, lo cual es necesario hacer estudios de almacenamiento de electricidad. Por consiguiente se hace un modelo de dinámica de sistemas que consta de dos módulos; el módulo de despacho de electricidad y el módulo de almacenamiento de energía, los cuales buscan entender el efecto de almacenamiento de energía eléctrica en el mercado mayorista eléctrico Colombiano, donde se evalúan dos tecnologías de almacenamiento, primero se evalúa la tecnología de almacenamiento por hidro-bombeo que va dirigida a los generadores posteriormente la tecnología de almacenamiento de baterías que va dirigida a los comercializadores. Los efectos se evaluaron por el modelo hecho en Dinámica de Sistemas donde se observa el efecto en el precio de energía de la bolsa, es decir si implementando el almacenamiento de energía por hidro-bombeo y baterías, el precio de la energía tiene algún efecto de incremento o de disminución, también se vio el efecto en la curva de carga ya que la generación de energía por hidro-bombeo compra energía en las primeras horas del día para almacenar energía potencial por medio de agua, para su posterior generación en las horas pico del día, y las baterías compran energía eléctrica en las primeras horas del día y se almacena en las baterías para su posterior venta en las horas pico del día. El efecto en la curva de carga se observa si esta aumenta o disminuye en las horas de compra y venta de la energía almacenada por las tecnologías antes mencionadas. Finalmente esta tesis está compuesta por los siguientes capítulos: En el capítulo 1 se tiene la justificación, en el capítulo 2 las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica, en el capítulo 3 estado del arte, en el capítulo 4 metodología, en el capítulo 5 mercado eléctrico de Colombia, en el capítulo 6 modelando efecto del almacenamiento de energía en el mercado eléctrico mayorista de Colombia, en el capítulo 7 validación del modelo, en el capítulo 8 escenario base, en el capítulo 9 definición de políticas, y en el capítulo 10 conclusiones.



# CAPÍTULO 1

## JUSTIFICACIÓN

### Introducción

Dado que el consumo de energía en el mundo para los próximos años aumentará significativamente, será muy importante que las fuentes de energía tengan bajos o nulas emisiones de gases contaminantes; el almacenamiento de energía ayuda a tener un sistema de energía mas eficiente, satisfaciendo las necesidades que se presentan en los sistemas de energía, lo cual si se tiene un sistema de energía mas eficiente disminuyen los gases contaminantes. El almacenamiento de energía eléctrica puede satisfacer necesidades que se presentan en la mayoría de los sistemas de energía como: Alisamiento de carga en gestión valle-punta, e integración de renovables (Rey, Garde & Martínez 2011).

El almacenamiento de energía se logra gracias a las tecnologías existentes para el almacenamiento estas tecnologías se verán en el próximo capítulo. Ya que este capítulo busca contextualizar la importancia de esta temática de investigación, inicialmente se justifica las necesidades de almacenamiento de energía en Colombia, conjuntamente se expone las necesidades que se presentan en la mayoría de los sistemas de energía. Finalmente se presenta los objetivos de la presente tesis.

### 1.2 Definición del problema

El almacenamiento de energía eléctrica ayuda satisfacer necesidades que se presentan en todos los sistemas de energía entre las más relevantes se encuentra el alisamiento de carga (Rey, Garde & Martínez 2011) y Colombia no es la excepción, necesidad alisamiento de carga debido a que la curva de carga del sistema eléctrico de Colombia tiene valles y picos, por tanto la importancia del almacenamiento de energía se hace fundamental para suavizar dicha curva, y tener un sistema de eléctrico más eficiente. Colombia no tiene generación de energía eléctrica por almacenamiento, esto lo podemos evidenciar en el informe de plantas despachadas centralmente de Diciembre 2010 - Noviembre 2011 de XM en el cual no hay evidencia de generación eléctrica por almacenamiento de energía (Prias, 2010). La energía eléctrica no puede ser fácilmente almacenada, esta realidad hace necesaria la existencia de centros de control y despacho que tienen como misión la energía eléctrica sea generada en el momento de ser consumida, hay que tener presente que esto no quiere decir que no se pueda almacenar energía eléctrica en los sistemas eléctricos, algunas preguntas abiertas que surgen las tenemos en la siguiente sección.

### 1.3 Preguntas de investigación

¿Cuál sería el efecto de almacenamiento de electricidad en el mercado eléctrico mayorista de Colombia?

¿Cuáles son las principales tecnologías de almacenamiento de electricidad existentes?

¿Qué necesidades puede satisfacer el almacenamiento de energía?

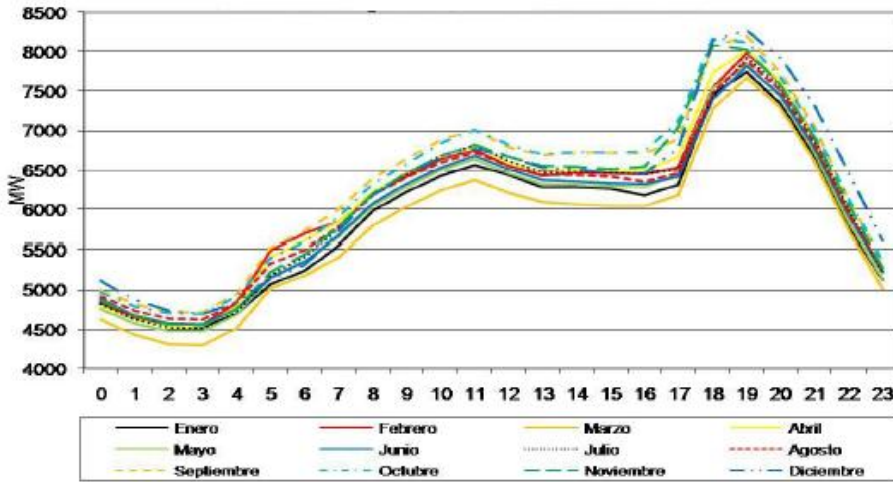
### 1.4 Justificación del problema

El almacenamiento de energía eléctrica puede satisfacer necesidades que se presentan en la mayoría de los sistemas de energía como: Alisamiento de carga en gestión valle-punta, e integración de renovables, y control de frecuencia.

#### 1.4.1 Alisamiento de carga en gestión valle-punta

“Es lógico que una red eléctrica grande moderna tenga considerables excesos de producción en ciertas horas y en otras no, ya que existen momentos del día puntuales en los que la demanda es realmente alta y en otras que no, lo que lleva a formar valles y puntas en la curva de carga de energía eléctrica; teniendo que estar diseñado el sistema eléctrico para poder dar respuesta a esta situación. La necesidad de dar una base eléctrica fiable, pero incapaz de arrancar y parar con rapidez, hace que ciertas tecnologías operen de manera incesante incluso aunque no se demande tanto (en el caso de las nucleares por la noche). Ante esto, en definitiva, parece evidente que una capacidad de almacenamiento nos permitirá guardar la energía sobrante de bajo costo variable en los momentos de valle para así poder ser consumida en los momentos de punta, lo cual ayuda al alisamiento de la curva de carga de energía eléctrica. En el caso de no disponer de medios de almacenamiento de energía, sería necesario diseñar el sistema eléctrico con medios de generación flexibles que puedan adecuar su producción a las necesidades de la demanda. La demanda eléctrica no solo tiene un comportamiento fluctuante entre puntas y valles, también en el alcance de una hora se producen variaciones que deben ser seguidas por la generación. Estas variaciones pueden ser atendidas por generadores que modifiquen su producción o mediante sistemas de almacenamiento de electricidad que tomen energía durante unos minutos y la devuelvan a la red en otros. Dependiendo de la estructura de costos de la generación, una solución basada en almacenamiento de energía puede ser más eficiente” (Rey, Garde & Martínez 2011). Ahora pasemos a la curva de carga de energía eléctrica de Colombia para evidenciar la oportunidad que tiene Colombia de almacenamiento en el sistema eléctrico Colombiano, en la **Figura 1-1** podemos ver dicha curva.

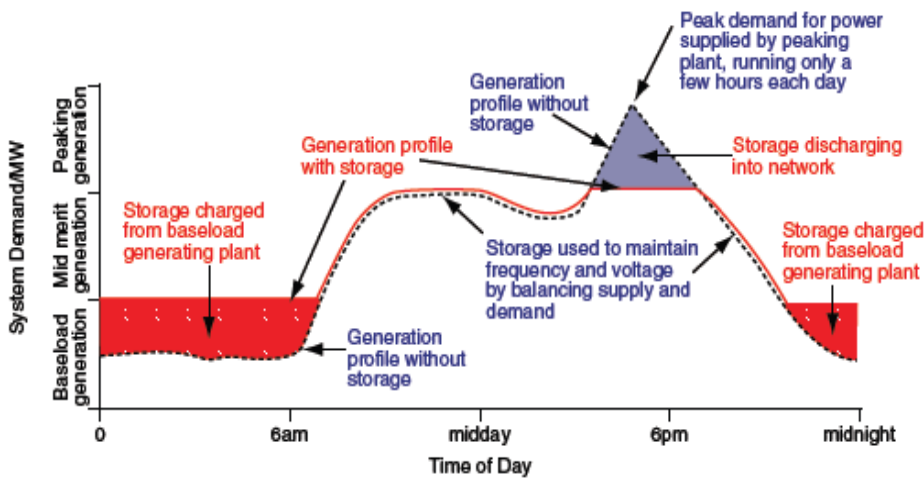
**Figura 1-1:** Curva de carga promedio anual de energía eléctrica en Colombia 2008



Fuente: (Sánchez, 2009)

Como se observa en la **Figura 1-1** hay valles y picos en la curva de carga, por tanto la necesidad de almacenamiento de energía se hace fundamental para suavizar dicha curva, esto se logra como se puede observar en la **Figura 1-2**

**Figura 1-2:** Almacenamiento de energía en valles para producción en punta.



Fuente: (Whittingham, 2008)

Perfil típico de energía eléctrica, que muestra las grandes variaciones durante un período de 24-h. En un escenario de nivelación de carga, un dispositivo de almacenamiento de

energía eléctrica que se cargará durante los períodos de baja demanda de potencia y eximirían durante los períodos de alta demanda de potencia, con lo que llena en los valles y cortar los picos. (Whittingham, 2008).

### **1.4.2 Control de frecuencia**

En un sistema eléctrico cuando hay pérdida súbita de energía en generación o en carga se produce inevitablemente una alteración de la frecuencia de la red, en los márgenes normales de tolerancia, el principal efecto de las alteraciones de frecuencia es el cambio en la velocidad de las máquinas rotativas debido a que los motores transmiten más o menos potencia, o porque hay posibles problemas en el funcionamiento de instalaciones de autogeneración, entre otras. Lo cual se debe solucionar las alteraciones de frecuencia porque sino el sistema colapsaría. El almacenamiento ayuda a la estabilización de la frecuencia de red, ya que cuando se genera la pérdida súbita de energía en generación o en carga, llega la tecnología de almacenamiento y devuelve la energía perdida aportando a la estabilización de la frecuencia de la red (Rey, Garde & Martínez 2011).

### **1.4.3 Integración de renovables**

Debido a que las renovables no producen cuando se les pide o se necesitan, sino cuando disponen del recurso natural del que se nutren, surge la necesidad de almacenar la energía que estas dan cuando la red no la necesita, para así poder usarla cuando el consumo lo exija. La creciente expansión de las renovables por todas las redes eléctricas del mundo, hace que esta necesidad sea de especial interés en la actualidad (Rey, Garde & Martínez 2011).

Colombia a pesar de tener la necesidad de almacenar por el efecto alisamiento de carga en gestión valle-punta, y de tener todo el potencial para convertirse en un gran almacenador de energía particularmente aplicando el almacenamiento por bombeo, no tiene ningún inicio de almacenamiento de energía mientras países como los que se muestran en la **Tabla 1-1** tienen almacenamiento de energía y la mayoría de ellos en bombeo.

**Tabla 1-1:** Almacenamiento en algunos Países

País	Tecnologías de Almacenamiento
Alemania	Aire comprimido CAES
Alaska	Baterías de plomo-ácido
Alemania	Baterías de plomo-ácido
EE.UU	Aire comprimido CAES
EE.UU	Baterías de ion-Litio
Japón	Baterías de flujo Redox
Japón	Baterías de Nas
Japón	Bombeo
España	Bombeo
EE.UU	Bombeo
China	Bombeo
Rusia	Bombeo
Francia	Bombeo
Australia	Bombeo

**Fuente:** Elaboración propia, datos del artículo de (Rey, Garde & Martínez 2011).

Claramente se observa que el bombeo y las baterías en los países es la tecnología que predomina para el almacenamiento de energía. Colombia no tiene almacenamiento de energía eléctrica, por lo cual se quiere analizar la dinámica del almacenamiento, las variables principales en el almacenamiento de energía, además políticas ante los escenarios de generación con la participación del almacenamiento de bombeo y comercialización con la participación del almacenamiento de energía en baterías para el almacenamiento de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista de Colombia.

## 1.5 Objetivos

### 1.5.1 Objetivo General

Evaluar los efectos del almacenamiento de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista de Colombia.

### 1.5.2 Objetivos Específicos

1. Identificar las diferentes tecnologías existentes para el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala.
2. Desarrollar un modelo que refleje el efecto del almacenamiento de electricidad en el mercado eléctrico mayorista de Colombia.
3. Evaluar las consecuencias de la instalación de almacenamiento de electricidad en el mercado eléctrico mayorista de Colombia y proponer estrategias o políticas que mejoren sus efectos.

## 1.6 Alcance

En esta tesis se desarrollará un modelo de dinámica de sistemas que consta de dos módulos el módulo de despacho de electricidad y el módulo de almacenamiento de energía, el cual buscará entender el efecto de almacenamiento de energía eléctrica en el mercado mayorista eléctrico Colombiano, donde se evaluarán dos tecnologías de almacenamiento, primero se evaluará la tecnología de almacenamiento por hidro-bombeo que va dirigida a los generadores, posteriormente la tecnología de almacenamiento de baterías que va dirigida a los comercializadores. Los efectos se evaluarán por el modelo hecho en Dinámica de Sistemas donde se observará el efecto en el precio de energía de la bolsa es decir si implementando el almacenamiento de energía por hidro-bombeo y baterías el precio de la energía tiene algún efecto de incremento o de disminución, también se verá el efecto en la curva de carga ya que la generación de energía por hidro-bombeo compra energía en las primeras horas del día para almacenar energía potencial por medio de agua, para su posterior generación en las horas pico del día, y las baterías comprarán energía eléctrica en las primeras horas del día y se almacenará en las baterías para su posterior venta en las horas pico del día. El efecto en la curva de carga se observará si esta aumenta o disminuye en las horas de compra y venta de la energía almacenada, por las tecnologías antes mencionadas. Finalmente esta investigación tiene una motivación y es ser un apoyo de ayuda para fomentar su posterior aplicación en el país.

## 1.7 Conclusiones

El almacenamiento de energía eléctrica puede satisfacer necesidades que se presentan en la mayoría de los sistemas de energía como: Alisamiento de carga en gestión valle-punta, e integración de renovables, y control de frecuencia. La necesidad que más se evidencia en la curva de carga de energía eléctrica de Colombia es el alisamiento de carga en gestión valle-punta dado que a simple vista se evidencia los valles-puntas durante las horas del día.

Colombia a pesar de tener la necesidad de almacenar por el efecto alisamiento de carga en gestión valle-punta, y de tener todo el potencial para convertirse en un gran almacenador de energía particularmente aplicando el almacenamiento por bombeo, no tiene ningún inicio de almacenamiento de energía. Por tanto es importante hacer estudios acerca del almacenamiento de energía en Colombia, que sean de apoyo en la implementación del almacenamiento en el país.

Hay muchos países como Japón, EE.UU, España, China, Alemania, Francia y entre otros que tienen almacenamiento de energía eléctrica donde predomina el almacenamiento de energía por las tecnologías de hidro-bombeo y las baterías.

Para satisfacer las necesidades de almacenamiento de energía solo se pueden hacer por medio de las tecnologías de almacenamiento de energía, las cuales se verán en el próximo capítulo.

## CAPÍTULO 2

# TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### 2.1 Introducción

Las necesidades que suple el almacenamiento de energía en los sistemas de energía, se hace por medio de las tecnologías de almacenamiento de energía, estas tecnologías de almacenamiento unas se encuentran en desarrollo y otras son clásicas; cada una de ellas tiene sus propias características y estas son las que las convierten en idóneas para satisfacer unas u otras necesidades. Las características de las tecnologías se basan más que todo en el tiempo de almacenamiento y capacidad, donde el tiempo va desde segundos hasta días y la capacidad va desde 1KW hasta GM, lo que permite una disponibilidad de almacenamiento a gran escala debido a la capacidad (Waegel 2010; Huggins 2009).

Entre las tecnologías de almacenamiento de energía más comunes tenemos las baterías, Superconductores, UPS, Volantes, hidro-bombeo entre otras. Las tecnologías de almacenamiento usan para su funcionamiento, cuatro principios fundamentales el mecánico, electromagnético, químico y térmico. Finalmente para este capítulo se verá en detalle las tecnologías de almacenamiento de hidro-bombeo y baterías debido a que se insinúa la escogencia de estas dos tecnologías para hacer la evaluación de las tecnologías de almacenamiento de esta investigación.

### 2.2 Tecnologías de Almacenamiento

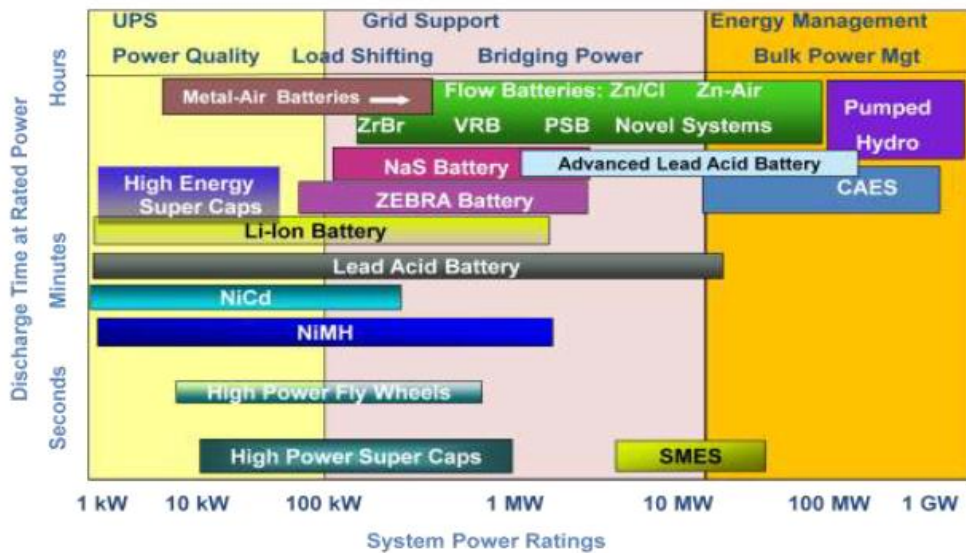
Hay ciertas tecnologías disponibles y otras en desarrollo que nos ayudarían con las necesidades del almacenamiento de energía. Cada una de ellas tiene sus propias características y estas son las que las convierten en idóneas para satisfacer unas u otras necesidades (Waegel 2010; Huggins 2009). A continuación se mencionaran las tecnologías de almacenamiento de electricidad, las cuales son:

- Volantes de inercia.
- SMES (Superconductor de almacenamiento de energía magnética).
- Súper condensadores.
- Hidro-bombeo (PHES).
- Aire comprimido (CAES).
- Baterías.
- Baterías de plomo-ácido.
- Baterías de Níquel-Cadmio.
- Baterías de ion-Litio.
- Baterías NaS.
- Baterías de flujo Redox.
- Hidrogeno.

- UPS.

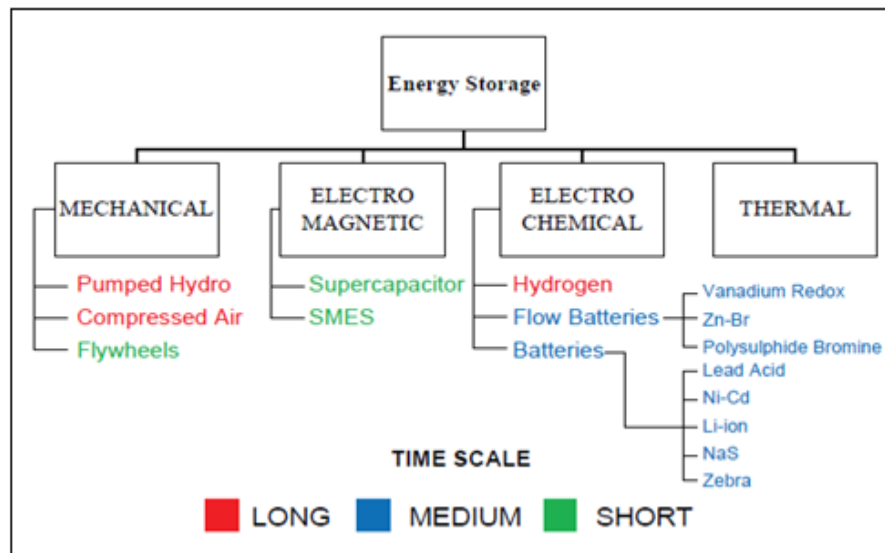
En la **Figura 2-1 y 2-2** podemos ver un resumen de estas tecnologías y principio que usan para su almacenamiento de energía eléctrica, donde podemos ver en la **Figura 2-1** las diferentes tecnologías de almacenamiento que existen con su respectiva capacidad y tiempo de almacenamiento los cuales aumentan una vez se aleje del origen de los ejes; las tecnologías van desde capacitores pasando por una gran variedad de baterías hasta hidro- bombeo. Además entre las tecnologías de gran escala de almacenamiento se identifica primero las SMES que va desde una capacidad de 10MW en adelante pero la duración en tiempo de almacenamiento esta en segundos, segundo las baterías con capacidad desde 10KW en adelante y tiempo de almacenamiento en horas, tercero almacenamiento por Aire comprimido o CAES que va desde una capacidad de 100MW en adelante, y el tiempo de almacenamiento va desde horas en adelante y finalmente esta el almacenamiento por hidro-bombeo que va desde 1GW en adelante y el tiempo de duración de almacenamiento va desde horas en adelante incluso días; estas características de las tecnologías serán útiles a los usuarios que las empleen dependiendo de sus necesidades en específico (Ter-Gazarian 1994; Baxter 2006; Rey, Garde & Martínez 2011). En la **Figura 2-2** tenemos los principios que usan las tecnologías para su funcionamiento, se pueden diferenciar cuatro principios fundamentales mecánico, electromagnético, químico y térmico donde cada uno de estos principios abarca sus respectivas tecnologías de almacenamiento partiendo por el hidro-bombeo con principio mecánico, pasando por capacitores principio electromagnético, baterías principio químico hasta térmico que se encuentra en desarrollo.

**Figura 2-1:** Tecnologías de almacenamiento de electricidad



Fuente: (EIA, 2011)



**Figura 2-2:** Principios que usa el almacenamiento de energía

Fuente: (Teodorescu, Rasmussen, Rodriguez & Vikelgaard, 2010)

## 2.3 Tecnología de Almacenamiento de energía por hidro-Bombeo (PHES)

Las plantas hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo ó PHES (Pumped Hydroelectric Energy Storage), es la tecnología de almacenamiento de energía más madura ha sido empleada desde los años veinte. Consiste en el almacenamiento energético mediante el bombeo de agua desde una presa a un nivel bajo hasta una presa a un nivel mayor, de este modo en horas valle se puede almacenar energía. En horas punta, cuando se quiere emplear la energía almacenada funciona como una central hidroeléctrica convencional.

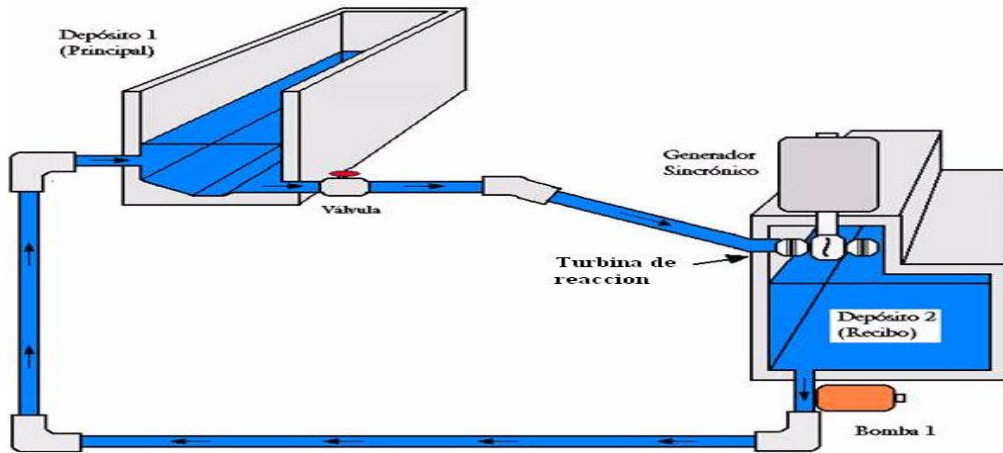
Existen dos tipos básicos de centrales de bombeo según su funcionamiento:

- Centrales de bombeo puro: en este tipo de centrales es necesario bombear previamente el agua desde la presa hasta la superior, para posteriormente producir energía eléctrica.
- Centrales de bombeo mixto: en estas centrales se puede producir energía eléctrica con o sin bombeo previo. Cuando hay excedente de agua la central funciona como una central convencional teniendo la posibilidad también de almacenar energía mediante bombeo desde la presa inferior a la superior.

En la **Figura 2-3** tenemos el esquema típico de una central hidro-bombeo puro en el cual esta investigación se va apoyar, donde la central de hidro-bombeo tiene dos embalses

uno superior y otro inferior, es necesario bombear previamente el agua desde el embalse inferior al superior, para posteriormente producir energía eléctrica.

**Figura 2-3:** Esquema de hidro-bombeo



**Fuente:** (Velásquez & Andrés, 2005)

La tecnología de almacenamiento por hidro-bombeo como se muestra en la **Tabla 2-1**, PHES generalmente representa un pequeño porcentaje de la cartera de generación de un país en términos de capacidad instalada. El país con el mayor porcentaje de PHES instalados en todo el mundo es Luxemburgo con el 67%. Excluyendo Luxemburgo la capacidad instalada promedio para el resto de los países es aproximadamente un 6%. Los países con altas capacidades instaladas de PHES generalmente tienen una gran cantidad de capacidad instalada de energía nuclear, como Letonia, Japón y la República Eslovaca o una rica topografía hidroeléctrica como Croacia y Austria.

**Tabla 2-1.** Porcentaje de la capacidad total instalada de las PHES en (MW) de países miembros de la unión Europea, Japón y los EE.UU.

Country	Conventional thermal	Nuclear	Wind	Geothermal	PHES	Conventional hydro	PHES as % of total mix
Sweden	7882	9454	516	0	36	16,234	0.1
Croatia	1802	0	17	0	256	1804	6.6
Ireland	5171	0	746	0	292	234	4.5
Greece	9682	0	749	0	699	2436	5.2
Latvia	2471	1183	31	0	760	117	16.7
Bulgaria	6418	2722	27	0	864	1984	7.2
Slovak Republic	3051	2640	5	0	916	1598	11.2
Portugal	7685	0	1681	25	1048	4017	7.2
Luxemburg	463	0	35	0	1100	40	67.2
Czech Republic	11,528	3760	44	0	1147	1028	6.6
Belgium	8807	5825	212	0	1307	107	8.0
Poland	29,857	0	172	0	1406	925	4.3
Switzerland	844	3220	12	0	1655	13,355	8.7
United Kingdom	64,568	10,969	1955	0	2726	1514	3.3
Austria	6344	0	969	0	3580	8273	18.7
Italy	65,492	0	1902	671	4017	17,055	4.5
France	25,672	63,260	1412	0	4303	20,822	3.7
Germany	75,176	20,208	20,622	0	4854	4141	3.9
Spain	43,659	7365	11,736	0	5347	12,967	6.6
USA	776,122	100,266	16,515	2214	21886	77,885	2.2
Japan	142,000	49,470	1880	520	24575	21,465	10.2

**Fuente:** (Deane, Gallachoir & Mckeogh 2009).

Las PHES requieren de algunos requisitos como sitios específicos para que el proyecto sea viable entre los más relevantes tenemos la cabeza alta, es decir la topografía favorable, buenas condiciones geotécnicas, el acceso a las redes de transmisión de electricidad y la disponibilidad de agua. El más importante de estos criterios es la disponibilidad de lugares con una diferencia de elevación y acceso al agua. Algunas de las primeras plantas PHE fueron construidas, en las regiones alpinas de Suiza y Austria, las regiones que tienen un rico recurso hídrico y una topografía natural favorable para PHES. Antes de la aparición de los mercados eléctricos liberalizados, las plantas PHES fueron construidas por empresas de servicios públicos de propiedad estatal como una herramienta del sistema para el suministro de energía en épocas de alta demanda y permitir que las plantas eléctricas base, funcionaran en periodos de baja demanda haciendo el sistema más eficiente. Las plantas PHES se han construido en muchos países como EE.UU. y Japón para que actúe como una planta de respuesta rápida en horas pico para complementar plantas de alta inercia de energía como la nuclear, pero más recientemente ha habido un renovado interés en la tecnología como elemento integrador de la energía eólica. Finalmente el desarrollo de plantas de PHE en los EE.UU, están fuertemente correlacionadas como se dijo antes con el desarrollo de plantas de energía nuclear. Las PHES desarrolladas a nivel europeo también están estrechamente relacionada con el desarrollo nuclear, sin embargo países como Austria sin generación nuclear, sino con un rico recurso hídrico, las PHES desarrolladas son principalmente para

mejorar el funcionamiento y la eficiencia de las plantas a gran escala de energía hidroeléctrica. Una revisión de la literatura disponible, para los desarrolladores de nuevos PHES citan factores claves para el desarrollo de nuevas PHES tales como: La seguridad del suministro. PHES es visto por muchos desarrolladores a contribuir a una nación o región en la seguridad de suministro en las horas de alta demanda. También el aumento de la energía renovable está estimulando el desarrollo de la energía eólica en muchos países, la cual se puede integrar con las PHES (Deane, Gallachoir & Mckeogh 2009).

### **2.3.1 Costo de inversión para Hidro-bombeo**

Los estudios realizados acerca del costo de inversión para los proyectos de PHES tienen generalmente una relación lineal entre la potencia instalada y el costo de inversión entre más potencia instalada mas costo de inversión y entre menos potencia instada menos costo de inversión. También los costos de inversión para proyectos de PHES son muy específicos de cada proyecto sin embargo, se tiene un rango de costo de inversión que puede oscilar entre 800 dólares/kW a 2200 dólares/kW. Este rango de costes de capital varía en su gran mayoría por la disponibilidad de los terrenos geográficamente adecuados, incluso en ocasiones variables como las licencias otorgadas por las agencias pertinentes, el retraso de la construcción de las PHES se convierte en una razón más para la oscilación de los costos de inversión (Deane, Gallachoir & Mckeogh 2009).

La tecnología de almacenamiento por hidro-bombeo es una técnica eficiente de más o menos el 70%. Y con un costo de operación y mantenimiento de 2,5 USD/KWyr; una de sus ventajas es que requiere un bajo mantenimiento y es una solución de largo tiempo. Claro que un inconveniente de esta tecnología es el impacto ambiental que produce la implementación de las presas (Susan, Schoenung & Hassenzahl, 2003; Deane, Gallachoir & Mckeogh 2009).

Los estudios encontrados del costo de inversión para la tecnología de almacenamiento por hidro bombeo sugiere que el costo de inversión sea de 1500 dólares/kW, debido a que es el promedio del rango del costo de inversión encontrado para dicha tecnología de almacenamiento.

## **2.4 Tecnología de Almacenamiento de energía por Baterías**

Las baterías son sistemas recargables donde se produce un almacenamiento de energía eléctrica en forma de energía química, generándose iones cargados eléctricamente durante el periodo de carga y empleando los iones para crear un flujo de electrones durante la descarga. Las baterías más comunes para el almacenamiento de energía son las de plomo-ácido, aunque otras tecnologías como las de Níquel-Cadmio presentan buenos comportamientos. Sin embargo en la **Tabla 2-2** se pueden ver las ventajas y desventajas más relevantes de las baterías usadas en el almacenamiento de energía,

respecto a las baterías de plomo-ácido, ya que como se dijo antes las baterías de plomo-ácido son las más clásicas en el almacenamiento por tanto es el foco de comparación. En general las baterías de plomo-ácido a diferencia de las Níquel-Cadmio proporcionan mejores ventajas respecto a las demás sin tener muy en cuenta su vida útil; la desventaja de las baterías Níquel-Cadmio es que son de un costo alto. Adicionalmente en la **Tabla 2-3** se observa los países que tienen implementado esta tecnología donde las baterías plomo-ácido son las más empleadas; es por esta razón y porque son las más usadas clásicamente en almacenamiento de energía que las vamos a usar para la investigación. Además el costo de inversión es aproximadamente de 125 USD/KWh y el costo de operación y mantenimiento es de 5 USD/KWyr una ventaja mas respecto a las demás baterías que son más costosas (Susan, Schoenung & Hassenzahl, 2003).

**Tabla 2-2:** Ventajas y desventajas de las baterías con respecto a las baterías plomo-ácido.

Baterías	Ventaja	Desventaja	Vida útil
Plomo-ácido	Eficiencia del 60%-95%, durante el funcionamiento normal. Además estas baterías son las más clásicas en almacenamiento de energía.	Su vida útil.	6-8 años
Níquel-Cadmio	Eficiencia del 60%-70%, durante el funcionamiento normal.	No tienen un buen desempeño en peak-shaving y por tanto generalmente ni se emplean en sistemas de gestión energética. Mientras que para Plomo-ácido si lo tiene y sí se usa.	10-15 años
Ion-litio	Eficiencia del 90%-100%, durante el funcionamiento normal.	El alto costo más de 600\$/KWh.	6-10 años
NAS	Eficiencia del 86%-89%, durante el funcionamiento normal.	Son las elevadas temperaturas de operación, por encima de 270 grados centígrados, para baterías Plomo-ácido es mucho menos de los 50 grados centígrados.	15 años

Flujo Redox	Eficiencia del 85%, durante el funcionamiento normal.	Implementación compleja. Para Plomo-ácido no es compleja.	15 años
-------------	---	---	---------

**Fuente:** Elaboración propia, datos del artículo de (Rey, Garde & Martínez 2011).

**Tabla 2-3:** Países que usan almacenamiento por Baterías.

Tecnología	País	Capacidad	Finalidad
Baterías Plomo-ácido	Alemania	14 MW	Control de frecuencia
Baterías Plomo-ácido	EE.UU Alaska	40 MW	Control de frecuencia
Baterías Plomo-ácido	EE.UU	5 MW	Alimentar domicilios
Baterías Ion-litio	EE.UU	100KW	Integración renovable
Baterías NAS	Japón	6MW	Control de frecuencia
Baterías Flujo Redox	Japón	4MW	Integración renovable

**Fuente:** Elaboración propia, datos del artículo de (Rey, Garde & Martínez 2011).

Conjuntamente podemos observar en la **Figura 2-4** un esquema de bancos de baterías de Plomo-ácido, donde hay un número determinado de baterías conectadas en paralelo dispuestas para el almacenamiento de energía, el lugar donde este las baterías o banco de baterías es recomendable tener un buen sistema de ventilación (Bermudez, Zenón & Bergues, 2012).

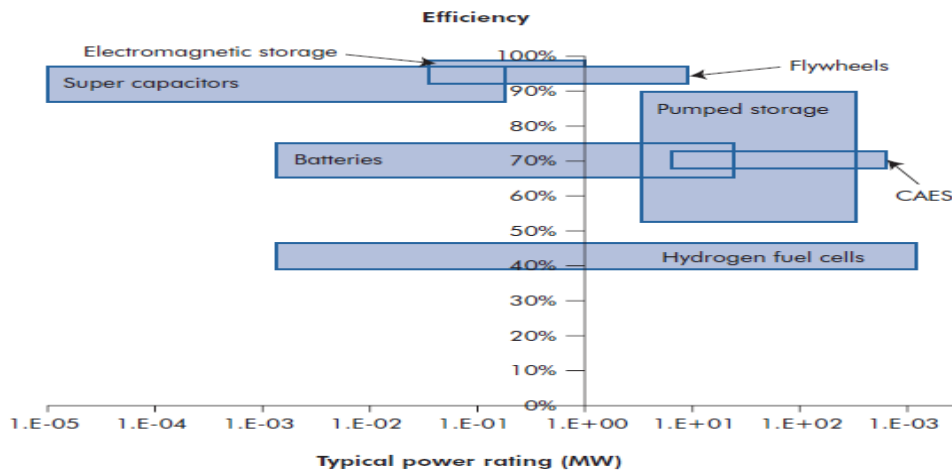
**Figura 2-4:** Banco de baterías



**Fuente:** (Bermudez, Zenón & Bergues, 2012)

## 2.5 Eficiencia del sistema de Almacenamiento

La eficiencia de los sistemas de almacenamiento es el rendimiento obtenido al implementar cada sistema, debido a que los sistemas de almacenamiento se encuentran en continuo desarrollo la eficiencia de cada uno de estos sistemas varían, pero los estudios de eficiencia de las tecnologías de almacenamiento muestran que para las tecnologías de hidro bombeo y baterías tienen una eficiencia del 70% (Rey, Garde & Martínez 2011; Deane, Gallachoir & Mckeogh 2009), sin embargo como se observa en la **Figura 2-5** la eficiencia de almacenamiento por bombeo tiene un rango de eficiencia desde 50% a 90% y las baterías tienen una eficiencia del 70% (IEA, 2008). Los estudios encontrados de eficiencia para la tecnología de almacenamiento de baterías y hidro bombeo sugieren que la eficiencia para la tecnología de batería es de 70% y para la tecnología de hidro bombeo también del 70% ya que para esta última es un promedio del rango de eficiencia que se tiene para dicha tecnología de almacenamiento vista en la **Figura 2-5**.

**Figura 2-5** La eficiencia de almacenamiento y potencia

Fuente (IEA, 2008)

## 2.6 Conclusiones

Hay una gran variedad de tecnologías de almacenamiento de energía entre las más comunes tenemos las baterías, Superconductores, UPS, Volantes, hidro-bombeo entre otras, cada una de ellas tiene sus propias características y estas son las que las convierten en idóneas para satisfacer unas u otras necesidades, de los sistemas de energía.

La escogencia de la tecnología de hidro-bombeo y de baterías de Plomo-ácido para la investigación se basa como antes se menciona en que ambas tecnologías son las más clásicas y en el caso de hidro-bombeo es la más madura de todas las tecnologías de almacenamiento y la que más se aplica hoy en día. Además ayudan a las necesidades principales en el almacenamiento de cualquier sistema de energía como al alisamiento de carga en gestión valle-punta, en el caso de la tecnología de hidro-bombeo y a la integración de renovables en el caso de las baterías ya que es un tema de alto interés actualmente.

También hay que tener presente en el caso del hidro-bombeo que el país con el mayor porcentaje de PHES instalados en todo el mundo es Luxemburgo con el 67%. Excluyendo Luxemburgo la capacidad instalada promedio para el resto de los países que tienen PHES es aproximadamente un 6%. Los países con altas capacidades instaladas de PHES generalmente tienen una gran cantidad de capacidad instalada de energía nuclear, como



Letonia, Japón y la República Eslovaca o una rica topografía hidroeléctrica como Croacia y Austria.

Como se menciona en este capítulo, las tecnologías de baterías y de hidro-bombeo hacen parte de las tecnologías a gran escala con SMES y Aire comprimido CAES donde la tecnología SMES no se tendrá en cuenta debido a la duración de almacenamiento ya que el tiempo es en segundos y para el estudio no es útil, por tener tan reducido tiempo de almacenamiento y Aire comprimido no es relevante para el trabajo por sus requerimientos topográficos como cuevas, minas abandonadas, entre otros que son necesarios para su instalación, y finalmente porque es una tecnología no madura y no clásica.

Por otro lado la eficiencia de las tecnologías de baterías y hidro-bombeo son buenas y puede mejorar con el tiempo (IEA, 2008). También es claro que la tecnología de hidro-bombeo necesita como recurso natural el agua y Colombia tiene un gran potencial en este recurso, es otra razón más que insinúa la escogencia del hidro-bombeo.

Colombia necesita satisfacer necesidades en el sistema eléctrico, las tecnologías de almacenamiento como bien se dijo antes satisfacen las necesidades de almacenamiento que se presentan en los sistemas de energía, las tecnologías de almacenamiento de hidro-bombeo y baterías se han escogido para evaluarlas en el modelo que se hará para ver el efecto del almacenamiento de energía en el mercado eléctrico mayorista de Colombia. Para tener un mejor abordaje del modelo se hace necesario acudir a la literatura para ver los estudios acerca del almacenamiento de energía los cuales se verá en el próximo capítulo.

## **CAPITULO 3**

# **ESTADO DEL ARTE**

### **3.1 Introducción**

El auge de las fuentes de energía renovables con bajas emisiones de contaminación al medio ambiente, hacen que el almacenamiento de energía sea un punto importante debido que aporta para que un sistema de energía sea cada vez más eficiente y no genere tanta contaminación al ambiente. Es por tal razón que hay una gran cantidad de modelos que han sido estudiados y se han aplicado al almacenamiento eléctrico, de acuerdo a la necesidad de cada país, con el fin de ser cada vez más eficientes en los sistemas de energía. Es por tal razón que se desea ver los estudios de almacenamiento de energía disponibles en la literatura, para tener diferentes puntos de vistas acerca del almacenamiento de energía y poder tener un mejor entendimiento del almacenamiento de energía.

### **3.2 Modelos De Almacenamiento De Electricidad**

El almacenamiento de electricidad ha recibido recientemente una atención creciente a nivel mundial. Una gran cantidad de modelos han sido estudiados y se han aplicado al almacenamiento eléctrico de acuerdo a la necesidad de cada nación. A continuación se presenta una revisión de los principales estudios sobre el almacenamiento de electricidad.

Schilla & Kemfert, (2010), apoyados en la teoría de juegos hacen un modelo de Cournot donde crean la comprensión de la utilización del almacenamiento por hidro-bombeo estratégico. Este modelo permite analizar el almacenamiento de electricidad estratégica en un entorno de mercado imperfecto, el caso del mercado eléctrico de Alemania, utilizando la tecnología de almacenamiento por hidro-bombeo. El descubrimiento principal de este estudio fue que la introducción de almacenamiento en general, suaviza los patrones convencionales de generación y los precios de mercado, la renta de los consumidores aumenta y el bienestar general. En contraste, los productores de electricidad generalmente sufren de almacenamiento.

Drury, Denholm, Sioshansi, (2009), basados en programación lineal hacen un modelo para la tecnología de almacenamiento CAES, donde analizan el valor añadido de ofrecer reservas de explotación, además de arbitraje de la energía, evalúan la naturaleza dinámica de la asignación óptima de los recursos de almacenamiento en los mercados energéticos y de reserva; y cuantifican la sensibilidad de los ingresos de CAES con el diseño y algunos parámetros de rendimiento, el caso uso datos del mercado eléctrico de

Estados Unidos. El aporte de este análisis fue que los sistemas convencionales CAES podría ganar un adicional de  $\$ 23 \pm 10/\text{KWyr}$  proporcionando reservas operativas, y los sistemas CAES podrían adicionar de  $\$ 28 \pm 13/\text{KWyr}$ . Por otro lado lo más importante que se encontró fue que los ingresos de arbitraje son poco probables que soporten una inversión de CAES en la mayoría de las localidades para el mercado.

En Bueno & Carta, (2006), en las islas canarias se muestra como se han visto obligados a imponer restricciones sobre la penetración de las energías renovables, para tratar de evitar la aparición de problemas que podrían afectar la estabilidad y la seguridad del sistema eléctrico. Debido a este problema estos autores apoyados en un algoritmo matemático, hacen un modelo para la selección de un sistema renovable óptimo y económico. La solución es la integración de generación eólica con un sistema hidráulico de almacenamiento por bombeo. El aporte de este trabajo fue que hay un aumento en la energía renovable con un costo competitivo, además de ahorro de combustible para operar la hidro-bombeo. Finalmente, dentro del marco de una política de promoción de la energía limpia y renovable, estos sistemas representan un enorme potencial.

Martínez, Molina & Mercado, (2010), basados en Matlab / Simulink hacen un diseño e implementación de una planta CAES, logrando el objetivo del diseño e implementación de la planta CAES; pero el resultado más interesante fue darse cuenta que a modo de estrategia de optimización de potencia, se puede mejorar significativamente la conversión termodinámica. Pero esta topología requiere un dispositivo auxiliar con el fin de producir una potencia suave de salida. Este dispositivo auxiliar podría ser un sistema de almacenamiento de energía como un supercapacitor. Esta combinación de aire comprimido y supercondensador permite mejorar la flexibilidad y el comportamiento dinámico del sistema de almacenamiento, y lo hace adecuado para aplicaciones tales como soporte para fuentes de energía renovables.

Suvire, Mercado, (2009), basados en un controlador Dstatcom (compensador síncrono de distribución estática) acoplado con un almacenador inercial de volante y un algoritmo de control, proponen un modelo del dispositivo Dstatcom/ volante para atenuar fluctuaciones de potencia de un generador eólico, lo que hará al generador eólico más eficiente. La simulación se hace en un sistema eléctrico elemental de pruebas. Esta propuesta del dispositivo se lleva a cabo en Argentina. Los resultados muestran que con el esquema de control propuesto se consigue hacer que el sistema del generador eólico y el Dstatcom/ volante entreguen una potencia activa constante y una potencia reactiva cero. De esta forma se muestra que el dispositivo Dstatcom/ volante propuesto compensa satisfactoriamente las fluctuaciones de potencia introducidas por la generación eólica haciéndolo más eficiente.

Nair, Garimella, (2010), apoyados en el software Simulink y Homero hacen un modelo para cuantificar los beneficios asociados a la integración de recursos renovables con el

almacenamiento de energía por baterías a pequeña escala; el estudio se llevo a cabo en New Zelanda. Los resultados obtenidos a partir de las simulaciones con Simulink y Homero indican de que las baterías de NiMH tienen el mayor potencial para el desarrollo en aplicaciones a pequeña escala de integración de energía renovable, los costos iniciales de capital para esta tecnología se reducen. Un alto costo inicial de capital es el principal obstáculo para el uso de las baterías de NiCd, en aplicaciones de energía renovables, cuyo rendimiento es moderadamente a la par con las baterías de NiMH. A pesar de un desempeño técnico deficiente, la asequibilidad y la disponibilidad son dos factores que conducen al uso dominante de baterías de plomo en los sistemas de energía renovable. El potencial de baterías Li-ion para dominar en el mercado de las energías renovables parece ser muy plausible debido a la inversión mundial y las mejoras en el rendimiento de la tecnología que ya está haciendo un impacto en el campo de la electrónica portátil. El empleo de las tecnologías de energía de la batería de almacenamiento dentro de los pequeños sistemas de energía renovable, para asegurar la eficiencia y costo-efectividad, tendrán prioridad cuando los costos iniciales de capital de tecnologías de almacenamiento sean impulsados hacia abajo debido a la inversión global.

Vieira, Ramos, Covas & Almeida, (2008), apoyados en la programación lineal y no lineal en Matlab presentan un modelo de optimización que determina la mejor operación por hora en un día, de acuerdo a la tarifa eléctrica, de un sistema de acumulación por bombeo con el consumo de agua y la descarga de entrada. El caso usó, datos del mercado eléctrico de Portugal. Lo que se logro con este estudio fue, que con la programación no lineal, los resultados mostraron que hay un ahorro que se puede lograr de casi 100 € / KWh, esto se da cuando se compara con el funcionamiento de modo normal, con el mantenimiento de las restricciones hidráulicas y la entrega de agua a la población. Cuando un parque de viento se añade al sistema, los beneficios son mucho más altos, aproximadamente 5.200 € /KWh, durante el invierno y el verano.

Lund, Salgi, Elmegard, & Andersen, (2009), basados en la dinámica de sistemas y dos software tecno económicos hacen un modelo para analizar las plantas CAES. Este modelo permite identificar la estrategia de operación óptima para una planta CAES, la estrategia óptima se identifica como la que proporcione buenos resultados rentables. Los datos son tomados del mercado eléctrico de Dinamarca, lo más relevante de este trabajo fue que en la práctica, una planta CAES aplicando la operación optima con el modelo genera un incremento del 10% en las ganancias.

Sensfub & Genoese, (2007), basados en agentes y en la plataforma PowerACE hacen un modelo de simulación del sector eléctrico alemán, incluyendo plantas de almacenamiento por bombeo. El modelo se utiliza para simular la evolución de los precios en el mercado spot de Alemania desde el 2001 al 2007. El resultado obtenido con este modelo en general logra producir resultados que muestran una correlación importante con la evolución de los precios del mercado spot alemán, que indica que el mercado sigue siendo impulsado a medida por los datos fundamentales como el costo marginal de las

unidades de generación, y en ocasiones el costo de generación por almacenamiento de energía por bombeo contribuye brevemente a la disminución del precio.

Zhang & Li, (1999), basados en un algoritmo de simulación estocástico, hacen un modelo probabilístico para el estudio de los efectos de la descarga de capacidad de almacenamiento por bombeo de su capacidad total, el caso usó datos del mercado eléctrico de China. En los resultados del trabajo se van a mencionar RC y LC donde RC: limitación de la capacidad depósito que se traduce en una energía insuficiente en periodos de punta. Y LC: limitaciones de característica de carga, que se traduce en una energía insuficiente de bombeo durante y fuera de los periodos de pico. El resultado más importante de este estudio es la descarga de capacidad de almacenamiento por bombeo está relacionada con su capacidad depósito de almacenamiento total y de carga. Cuanto mayor sea la capacidad del depósito, es menos probable la descarga que produce energía insuficiente en periodos de punta o RC, es decir que cuanto mayor sea la capacidad del depósito, es más probable la producción de energía en periodos de punta, lo cual es donde hay mayor descarga de su capacidad total. Además dado que la descarga de capacidad de almacenamiento por bombeo es directamente influenciado por la capacidad de embalse, no habría problema en obtener una planificación de optimización.

Anagnostopoulos & Papantonis, (2012), basados en un algoritmo simulan el rendimiento de una central de almacenamiento por bombeo introducida en una planta de energía hidroeléctrica convencional, en un período de un año. El funcionamiento del sistema combinado es simulado en detalle y los resultados de energía se analizan. Además, se lleva a cabo una evaluación económica basada, en las actuales condiciones financieras de Grecia. El algoritmo también puede realizar la evaluación económica de la planta y calcular los índices dinámicos de la inversión (valor presente neto, internos la tasa de retorno, etc.)

Los resultados más importantes mostraron que una cantidad considerable de producción se puede almacenar en la hidroeléctrica, ya que el rendimiento es bueno. Pero la viabilidad económica de la inversión depende de alguna manera de la situación de Grecia. Finalmente, se estima que para las próximas décadas será más viable debido a que puede haber un mejor desarrollo de las energías renovables y una integración más fuerte con la energía eólica.

Marano, Rizzo & Tiano, (2012), apoyados en un modelo matemático, validado en un estudio previo sobre la planta CAES de Alabama, EE.UU., y un algoritmo de programación dinámica los acoplan para lograr el manejo óptimo de la planta integrando almacenamiento CAES, también el fin de minimizar los costos operativos, la planta consiste en un parque eólico (que tiene incentivos del gobierno cerca a 376.000 € / año) y un sistema fotovoltaico, junto con el almacenamiento CAES. Para la simulación usaron las plataformas Matlab / Simulink, y los ciclos fueron diarios. Los resultados muestran que la integración de la tecnología CAES puede ayudar a aumentar la viabilidad económica de

las fuentes de energías renovables y reducir fuertemente las emisiones de CO<sub>2</sub>. Además, el costo puede reducirse en promedio un 80% con respecto al escenario convencional.

Sebastián, Peña, (2010), basados en Matlab / Simulink hacen el modelado y la simulación de un sistema híbrido eólico aislado de diesel. Que comprende en un generador diesel, un generador de turbina eólica, el consumidor de carga, una batería Ni-MH basada en sistema de almacenamiento de energía y una carga de descarga. El sistema BESS (sistema de almacenamiento de energía por baterías) consiste de un banco de baterías y un convertidor de potencia que realiza la conversión para interconectar la batería con la red aislada. El estudio se lleva a cabo en Madrid (España). Los resultados de la simulación para los casos relevantes que usan y no usan el sistema BESS, muestra una mejora notable en la dinámica del sistema debido al uso de la BESS, reduciendo las variaciones de voltaje; es importante entender que el sistema híbrido eólico aislado de diesel puede llevar o no el sistema BESS para su funcionamiento, pero como se dijo anteriormente da mejores resultados con el sistema BESS.

Prodromidis, Coutelieris, (2011), apoyados en el software HOMER hacen una simulación sobre la viabilidad de una fuente de energía renovable basada en el sistema autónomo de suministro de electricidad, apoyado en un sistema de almacenamiento de energía de volante de inercia. Este estudio se hizo en la isla griega de Naxos. Se simularon nueve diferentes fuentes de energía renovables basadas en escenarios. Tres de ellos utilizan electroquímica como baterías de energía de reserva, mientras que los otros seis utilizan una combinación de baterías electroquímicas y sistemas de volante. Los resultados obtenidos a partir de las simulaciones llegan a que las baterías electroquímicas como dispositivos de almacenamiento pueden ser consideradas el "estándar" para la solución de funcionamiento continuo de las fuentes de energía renovables basados en sistemas autónomos. Sin embargo el uso de volantes en combinación con baterías clásicas podrían demostrar ser factibles aquí, donde se observa que todos los sistemas híbridos podrían cubrir la carga deseable de una casa típica. Finalmente, se observa que, aunque los costos iniciales de los sistemas con baterías simples son mucho más bajos, combinación de los sistemas de volantes puede ser competitivo.

Weis, Ilinca, (2007) basados en HOMER, hacen un sistema de almacenamiento de energía genérico para estudiar si se puede ayudar a mejorar la economía de una alta penetración del sistema eólica-diesel. Estos sistemas se han considerado para las comunidades remotas de Canadá con el fin de reducir sus costos y la dependencia del combustible diesel para generar electricidad. El resultado más relevante es que los sistemas de almacenamiento de energía puede ser una manera útil de aumentar la cantidad de energía eólica que se utiliza en una alta penetración del sistema eólica-diesel. Además se determinó que varios factores, en particular el recurso del viento local, y el valor de la electricidad eólica generada, son eficientes para el sistema de almacenamiento de energía. Finalmente, en el contexto canadiense, se puede suponer un sistema eólica-diesel realista con una eficiencia de ida y vuelta de 75%, cuando un rectificador de batería

del sistema y el inversor puede tener una eficacia del orden de 90%. En tales casos, el sistema de almacenamiento de energía puede permitir 50% adicional de la electricidad de las turbinas de viento. Con los actuales precios del diesel, el valor de la electricidad generada por viento es probable que sea en el orden de 0,30 \$ / KWh. En tales casos, el viento con un régimen de velocidad media anual de cerca de 7 m / s o más, requiere de los sistemas de almacenamiento, el costo de instalación del sistema de almacenamiento es del orden de 1000 \$/KW, y la tecnología de almacenamiento que más se acomoda son las baterías.

Conjuntamente en el Anexo1: Resumen de los estudios revisados de almacenamiento de electricidad, se presenta una forma resumida de la revisión de los principales estudios sobre el almacenamiento de electricidad.

### **3.3 Conclusiones**

Hay una gran variedad de estudios acerca del almacenamiento de energía, los cuales se hacen en su mayoría por medio de modelos de simulaciones, estos estudios utilizan una o varias tecnologías de almacenamiento, además usan los datos respectivos de los mercados eléctricos de cada país.

Hay que tener presente que hay combinaciones de tecnologías de almacenamiento que están ayudando a tener un almacenamiento de energía cada vez mejor, pero aun así sigue teniendo limitaciones el almacenamiento de energía en costo de capital y sobre todo en la eficiencia ya que el almacenamiento de energía no ha podido lograr tener la autonomía total de la que se espera pueda lograr algún día (Prodromidis, Coutelieris, 2011).

Las tecnologías más usadas en los estudios de almacenamiento de energía son las tecnologías de hidro-bombeo seguida por la tecnología de baterías. Finalmente, entre las metodologías sobresalientes empleadas en los estudios, esta la teoría de juegos y dinámica de sistemas.

Las metodologías empleadas en los estudios de almacenamiento de energía son muy importantes, para tener presente en la escogencia de la metodología que se va emplear para abordar el modelo, por tal razón en el próximo capítulo se verá la escogencia de la metodología.

## **CAPITULO 4**

# **METODOLOGÍA**

### **4.1 Introducción**

Para evaluar los efectos del almacenamiento de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista de Colombia, es necesario desarrollar un modelo que permita observar la dinámica de este proceso y su evolución durante el tiempo. Para ello se necesita una metodología que permita tal propósito, sin embargo las metodologías que se discuten en este capítulo en parte es debido a lo encontrado en los estudios de almacenamiento de energía. Las metodologías que estarán presente para la escogencia de la metodología para abordar esta investigación son: Dinámica de sistemas, teoría de juegos, y simulación basada en agentes. Finalmente, se determina que de estas tres metodologías la que se ajusta a los propósitos de esta investigación es la dinámica de sistemas, ya que esta permite tener retroalimentación de las variables del sistema (Forrester, 1995), lo cual es fundamental para la investigación que se desea.

### **4.2 Escogencia de Metodología**

Para abordar este trabajo es necesario tener presente retroalimentaciones entre variables, debido a que estas generan diferentes comportamientos y el entendimiento de estas es fundamental para el análisis de políticas y de toma de decisiones. Conjuntamente es importante tener un mecanismo por el cual se pueda variar las condiciones del sistema para poder detallar las diferentes respuestas del modelo para su mayor entendimiento y aprovechamiento del estudio. Lo antes citado insinúa la utilización de herramientas como la Dinámica de Sistemas, debido a que esta metodología ayuda al aprendizaje y al estudio del comportamiento del sistema modelado y admite la retroalimentación de variables.

El modelo para el trabajo que se desea con la investigación, tiene múltiples relaciones no lineales entre sí, retardos que no serían posibles analizar en modelos tradicionales de evaluación de proyectos. Adicionalmente, se podrá observar en el modelo realimentaciones entre las variables que son tenidas en cuenta en la construcción del modelo de manera que estas determinen el comportamiento del sistema, así, se analizan las causalidades entre las variables y el impacto que cada una de ellas tiene sobre el almacenamiento de energía eléctrica. Así, la dinámica de sistemas se vuelve un buen instrumento y con enfoque apropiado para el análisis del almacenamiento de energía eléctrica.



La Dinámica de sistemas es una herramienta que tiene sus raíces en la ingeniería de control y ha sido catalogada como una rama de las ciencias de la administración, es apropiada para abordar aspectos tales como: representar procesos de retroalimentación, estructurar el comportamiento de un sistema a partir de la interacción de sus elementos a través del paso del tiempo, reconocer los retrasos y comprender su impacto, identificar las no linealidades (Sweeney & Sterman; 2000, Sterman,2000), Forrester introduce el método en 1961 como una forma de entender el mecanismo de realimentación de los sistemas logrando entender los procesos y dando paso analizar la riqueza y diversidad del comportamiento del sistema como tal (Forrester, 1995).

El foco de la dinámica de sistemas es el estudio de sistemas complejos que poseen interacción entre las diferentes variables que representan su comportamiento y que presentan características de retroalimentación, esto es fundamental en particular para el caso del efecto del almacenamiento de energía eléctrica en el mercado mayorista de Colombia, ya que las variables que representan la formación del precio de bolsa del mercado eléctrico mayorista de Colombia, tienen relaciones unas con otras y adicionalmente poseen retroalimentación, además los ciclos del modelo de realimentación hacen que el proceso de almacenamiento de energía sea no lineal. Por tal razón se espera modelar este proceso por medio de la Dinámica de Sistemas.

En esta tesis se hace un modelo de dinámica de sistemas que consta de dos módulos el módulo de despacho de electricidad y el módulo de almacenamiento de energía, el cual busca entender el efecto de almacenamiento de energía eléctrica en el mercado mayorista eléctrico Colombiano, donde se evalúan dos tecnologías de almacenamiento, primero se evalúa la tecnología de almacenamiento por hidro-bombeo que va dirigida a los generadores, y posteriormente la tecnología de almacenamiento de baterías que va dirigida a los comercializadores.

Para el módulo de despacho de electricidad se han implementado diferentes técnicas entre ellas la optimización la cual ha sido empleada con frecuencia para modelar el despacho de energía, sin embargo autores como Dyner y Larsen en 2001 dicen que los mercados liberalizados necesitan enfoques de modelados que los complementen, tales como modelos basados en agentes, teoría de juegos, Dinámica de Sistemas entre otros (Dyner & Larsen, 2001).

La Teoría de juegos es una herramienta útil que ayuda a simular sistemas con tomadores de decisiones independientes. Esta metodología es muy sensible a las condiciones iniciales y la complejidad en el cálculo de los equilibrios pueden no ser únicos (Ochoa, 2010), lo cual hace poco factible el uso de la Teoría de juegos para el análisis del modelo. Para desarrollar el modelo podría tenerse en cuenta la simulación basada en agentes, sin embargo no se desea con este trabajo observar el comportamiento estratégico de cada una de las tecnologías por separado, sino los efectos de la aplicación de las políticas asumiendo que todos dependen de estas. Dado esta justificación no es relevante el uso del modelado basado en agentes para nuestra investigación (Izquierdo, Galán, Santos, & Olmo 2008).

Antes de decir cuál es la metodología que se va usar para el modelo, es importante tener presente que las metodologías más relevantes encontradas para el módulo de almacenamiento de energía se apoyan en la Teoría de juegos, simulación basada en agentes y optimizaciones. También hay modelos de simulación usados para el diseño de tecnologías de almacenamiento y de integración de tecnologías lo cual no es el objetivo del modelo de esta investigación y por tanto no se tiene en cuenta sus metodologías de dichos modelos.

Finalmente, por lo antes mencionado se optó por la metodología de Dinámica de sistemas, para desarrollar el modelo de la investigación. La Dinámica de sistemas es una herramienta que puede ser empleada para estudiar una gran diversidad de sistemas como sistemas sociales, políticos, económicos, ambientales entre otros; además permiten retroalimentación de las variables que interactúan en el sistema.

### **4.3 Conclusiones**

La Teoría de juegos es una herramienta útil que ayuda a simular sistemas con tomadores de decisiones independientes. Esta metodología es muy sensible a las condiciones iniciales y la complejidad en el cálculo de los equilibrios pueden no ser únicos, lo cual hace poco factible el uso de la Teoría de juegos para el análisis del modelo.

La simulación basada en agentes podría tenerse en cuenta para hacer el modelo de esta investigación, sin embargo no se desea con este modelo observar el comportamiento estratégico de cada una de las tecnologías por separado, sino los efectos de la aplicación de las políticas asumiendo que todos dependen de estas.

Finalmente, por lo antes mencionado se optó por la metodología de Dinámica de sistemas, para desarrollar el modelo de la investigación. La Dinámica de sistemas es una herramienta que puede ser empleada para estudiar una gran diversidad de sistemas como sistemas sociales, políticos, económicos, ambientales entre otros; además permiten retroalimentación de las variables que interactúan en el sistema.

Una vez escogido la metodología para hacer el modelo es necesario pasar a plantear la hipótesis dinámica del problema y el modelo, pero es importante antes tener un entendimiento del mercado eléctrico mayorista de Colombia para la mejor comprensión del modelo debido a que se usaran varios datos de este mercado. Es por tal razón que en el siguiente capítulo se describe brevemente el mercado eléctrico mayorista de Colombia.

# **CAPITULO 5**

## **MERCADO ELÉCTRICO DE COLOMBIA**

### **5.1 Introducción**

Colombia en la década de los 90 después de sufrir el apagón del 1992 por causa del fenómeno de El Niño, se hizo evidente que el sistema eléctrico necesitaba un cambio y es en el año 1994 que el congreso promulgó las leyes 142 de servicios públicos domiciliarios y 143 de electricidad o ley eléctrica las cuales se convertirían en pilares principales para su funcionamiento dando paso a la participación de la inversión privada y la competencia, terminando con los monopolios que se tenía (Franco, 2002).

La regulación independiente y el ingreso de la competencia en la comercialización y generación, quizá los aspectos más relevantes del cambio. Se estableció un mercado mayorista que buscaba la formación de precios a mínimo costo, mediante una subasta del precio de cada generador y declaración de cantidades. En 1995 el estado creó la CREG comisión de regulación de energía y gas, y para la transparencia del mercado (CREG, 2012), el ASIC un administrador del sistema interconectado nacional. Dicho cambio o reforma dio pie a un modelo de mercados en competencia para la presentación del servicio de energía eléctrica (XM, 2011). Finalmente en este capítulo se tiene una breve descripción del Mercado de Energía de Colombia, y también se tiene la estructura del mercado de energía mayorista de Colombia.

### **5.2 Breve descripción del Mercado de Energía en Colombia**

Colombia es un país con aproximadamente 45 millones de habitantes, con una cobertura superior al 95% y aproximadamente nueve millones de suscriptores del servicio de energía eléctrica entre usuarios residenciales, comerciales e industriales. La capacidad instalada es de aproximadamente 13.5 GW, compuesta alrededor de un 64% de generación hidroeléctrica, 32% termoeléctrica y un 4% entre generación de plantas menores de menos de 20 MW de capacidad y cogeneradores. En su esquema institucional resalta el hecho de que las funciones de supervisión y regulación se encuentran separadas, existiendo también un órgano encargado de acordar los aspectos técnicos de la Operación, conformado por los agentes del mercado. La expansión de la transmisión se realiza a través de convocatorias públicas realizadas por el Ministerio de Minas y Energía; en niveles de tensión inferiores a 220 KV (distribución) es realizada por los distribuidores. Cuenta además con un operador y administrador de mercado, encargado de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación del sistema interconectado y de la liquidación de los intercambios resultantes del mercado de corto plazo (Uribe, 2011; Mesa, 2012).

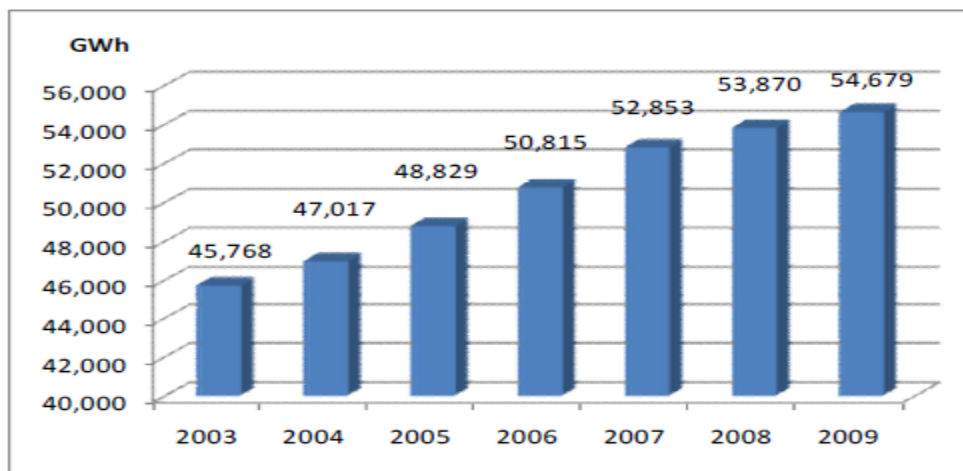
La capacidad efectiva neta instalada en el SIN al finalizar el año 2011 fue 14,420 MW. Su distribución por tipo de recurso se muestra en la **Tabla 5-1** Comparada con la del 31 de diciembre de 2010, la hidráulica fue superior en el 8.5%, debido principalmente, a la entrada en operación de la central Porce 3 con su primera unidad (180 MW) el 11 de enero, incrementándose a 370 MW el 2 de mayo, luego a 550 MW el 10 de junio para alcanzar finalmente los 660 MW el 2 de septiembre; y al aumento de la capacidad térmica en un 11.2% debido a la entrada de flores 4 con 450 MW el 12 de agosto de 2011. En particular, la capacidad con base en gas, tuvo un notorio incremento, ya que creció de 2478 MW en el 2010, a 3053 MW en el 2011 aumento del orden del 23.2%.

**Tabla 5-1:** Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre de 2011

Recursos	MW	%	Variación (%) 2011- 2010
Hidráulicos	9,185	63.7%	7.7%
Térmicos	4,545	31.5%	11.2%
Gas	3,053		
Carbón	991		
Fuel - Oil	314		
Combustóleo	187		
ACPM	0		
Menores	635	4.4%	2.3%
Hidráulicos	533		
Térmicos	83		
Eólica	18		
Cogeneradores	55	0.4%	-0.2%
<b>Total SIN</b>	<b>14,420</b>	<b>100%</b>	<b>8.5%</b>

Fuente (XM, 2013)

Conjuntamente en la **Figura 5-1** se observa la evolución de la demanda acumulada durante los años del 2003 al 2009 donde se tiene para cada año la cantidad de demanda acumulada en GWh comenzando en el año 2003 con una demanda de 45,768 GWh hasta llegar al año 2009 donde se tiene una demanda de 54,679 GWh, además en el año 2009 la demanda presentó un crecimiento de 809 GWh, alcanzando un total de 54.679 GWh año, equivalente a 1.5% respecto al año anterior. Para 2010 hubo una demanda entre 56400 y 56985 GWh-año que corresponde a un crecimiento entre el 3.1 y el 4.2%, dependiendo de la evolución del clima.

**Figura 5-1:** Evolución de la demanda desde 2003 a 2009.

**Fuente** (UPME, 2010)

Adicionalmente hay que tener presente que para suplir y garantizar la demanda de energía eléctrica es necesario construir nuevas centrales de generación, aumentando así la capacidad disponible en el sistema a largo plazo; el compromiso que tienen algunos de los generadores para producir energía firme durante condiciones críticas del sistema se llama obligación de energía firme y tiene estrecha relación con el aumento de capacidad de generación. La asignación de la obligación de energía firme se hace por medio de subastas entre los agentes de generación y los que obtienen esta obligación se comprometen a entregar la energía firme según lo acordado. Los proyectos resultantes de dicha subasta se pueden ver en la **Tabla 5-2** la cual tiene los proyectos que entrara en un año determinado y su respectiva capacidad en MW (Ossa, 2012; Garcés 2013).

**Tabla 5-2:** Proyectos de generación que entraran al sistema

Año entrada	Recurso	Capacidad (MW)
2012	Carbón	150
	Hidro	78
2014	Hidro	1811.5
2015	Carbón	410
	Hidro	165
2018	Hidro	1552

**Fuente:** Elaboración propia datos sacados de los artículos (Ossa, 2012, UPME, 2010, UPME, 2011).

### 5.3 Estructura del mercado de energía mayorista de Colombia

El sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado.

La operación y la administración del mercado la realiza XM, el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN -LAC-. La estructura del mercado de energía Colombiano está compuesta por cuatro procesos el de generación, comercialización, distribución y transmisión de energía, el administrador del sistema y los clientes como se observa en la **Figura 5-2**; tal estructura vela por el suministro confiable de la energía eléctrica de todos los usuarios finales (UPME, 2004; XM, 2013).

**Figura 5-2:** Estructura del mercado de energía mayorista colombiano.



Fuente (XM, 2013)

### **5.3.1 Generación**

La generación de energía fue pensada para operar en un ambiente de competencia, donde el proceso de competencia es efectivo gracias a la implementación de leyes, donde la participación en el mercado tiene límites para corregir posiciones de monopolios y se estableció un esquema de ofertas diarias, con resolución horaria, que lleva a los generadores a recuperar los costos variables y fijos de la producción, además tiene la forma de contratos a largo plazo lo que implica cubrir el riesgo de los precios del mercado cuando son volátiles. Conjuntamente dado que en tiempo de sequía se debe garantizar una cierta cantidad de energía firme se implementó un cargo por capacidad o que en el presente se llama cargo por confiabilidad lo que recupera los costos fijos (CAF, 2006; Garcés 2013).

### **5.3.2 Transmisión y Distribución**

La distribución y transmisión de energía es considerados por el mercado como monopolio natural debido a ser negocios intensivos de capital, al tener una estructura de costo de proyecto lineal y con ingreso regulado son sujetos al cumplimiento de indicativos de calidad. El conjunto compuesto por líneas o el sistema interconectado de transmisión de energía lo define la regulación como sistema de transmisión nacional que opera a tensiones superior o igual a 220 KV.

### **5.3.3 Comercialización**

Los agentes que prestan un servicio de intermediación son los comercializadores estos pueden interactuar con los agentes que distribuyen generan o transmiten electricidad. Las empresas que se dedican a la comercialización pueden comercializar energía con destino al mercado regulado o no regulado esto debido a que el mercado separa usuarios regulados y no regulados. Adicionalmente las empresas que comercializan pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación para ambos mercados. Este mercado funciona en un esquema de competencia (XM, 2013).

### **5.3.4 Operación del mercado**

Los generadores y comercializadores venden y compran energía en grandes conjuntos en el mercado de energía mayorista. Todas las operaciones hechas en este mercado están vinculadas al reglamento de operación expedido por la GREG, en la resolución 025 del año 1995. La generación se organizó con el fin de lograr competencia efectiva, se conformó un mercado horario a partir de ofertas diarias, entiéndase por diarias un día adelante, donde los generadores ofertan precios y un mercado de contratos de carácter financiero diseñado para dar posibilidades de cubrimiento del riesgo de volatilidad de precios en el largo plazo. La administración y operación del mercado fueron encargadas al ASIC y al CND, los cuales están actualmente a cargo de la organización XM, hay que

tener presente que en el mercado de energía mayorista son despachadas centralmente los generadores cuya capacidad es superior a 20 MW, además la resolución CREG 086 de 1996 definió los lineamientos para el despacho de plantas con capacidad inferior a 20 MW, que indica que las plantas que están entre 10 MW y 20 MW pueden ser despachadas centralmente o no según lo decidan. Las plantas que estén por debajo de los 10 MW no se despachan centralmente (CREG, 2012). Cuando no se quiere despachar centralmente o no es posible entonces lo que se hace es vender a la Bolsa a precio de Bolsa y/o firmar contratos con un comercializador o generador (XM, 2013).

Hay que tener presente que el mercado de generación en Colombia está definido y regulado como un esquema de competencia, pero dado el tamaño de algunos agentes, no puede considerarse un mercado estrictamente competitivo; este más bien se desarrolla bajo un esquema de oligopolio donde agentes como EPM, EMGESA e ISAGEN conformarían el oligopolio ya que son los que tienen más capacidad instalada de generación (Zapata, 2011; Gómez, 2010).

### **5.3.5 Despacho de Energía**

Las leyes 142 y 143 de 1994 sentaron las bases para que en Colombia se adoptara un modelo económico de remuneración a costo marginal en el mercado eléctrico, esto se entiende como todos los que participan en el mercado deben recibir el mismo precio. Los generadores del mercado dan una declaración de disponibilidad horaria para la Bolsa de Energía y conjuntamente presentan una oferta diaria, que será válida para el siguiente día de operación. El despachador del mercado hace una optimización de 24 horas considerando los costos de parada y arranque de las plantas térmicas. El mercado supone un sistema uninodal de transmisión en el cual todos los agentes pueden inyectar y retirar energía sin restricción, esto se puede ver como un sistema de competencia en el mercado al posibilitar a los generadores solucionar la necesidad de algún usuario. Se entiende que la definición del precio de cada generador tiene por principio recuperar sus costos variables de operación, lo que les facilita a las empresas optimizar sus beneficios en el corto plazo.

El operador ordena de manera creciente de menor a mayor las ofertas de los precios diarios hechos por los generadores con su respectiva capacidad o disponibilidad hasta atender la demanda total del sistema y el precio marginal horario del sistema es el precio de la última unidad de generación necesaria que logra llenar a toda la demanda, permitiendo así tener el precio que todos los generadores adquirirán por la energía generada (XM, 2013; Derivex, 2011).

## **5.4 Conclusiones**

La capacidad instalada del sistema eléctrico mayorista de Colombia es de aproximadamente 13.5 GW, compuesta alrededor de un 64% de generación hidroeléctrica, 32% termoeléctrica y un 4% entre generación de plantas menores de



menos de 20 MW de capacidad y cogeneradores. Por otro lado la estructura del mercado eléctrico Colombiano está compuesta por cuatro procesos el de generación, comercialización, distribución y transmisión de energía, el administrador del sistema y los clientes.

Hay que tener presente que para suplir y garantizar la demanda de energía eléctrica de Colombia es necesario construir nuevas centrales de generación, aumentando así la capacidad disponible en el sistema a largo plazo, para ello hay proyectos de generación que han venido entrando al sistema desde el año 2012 y que seguirán entrando hasta el año 2018.

Colombia en la década de los 90 después de sufrir el apagón del 1992 por causa del fenómeno de El Niño, se hizo evidente que el sistema eléctrico necesitaba un cambio y es en el año 1994 que se da el cambio; quizá los aspectos más relevantes del cambio fue la regulación independiente y el ingreso de la competencia en la comercialización y generación.

Los generadores y comercializadores venden y compran energía en grandes conjuntos en el mercado de energía mayorista. Todas las operaciones hechas en este mercado están vinculadas al reglamento de operación expedido por la GREG, en la resolución 025 del año 1995. La generación se organizó con el fin de lograr competencia efectiva, se conformó un mercado horario a partir de ofertas diarias, entiéndase por diarias un día adelante, donde los generadores ofertan precios y un mercado de contratos de carácter financiero diseñado para dar posibilidades de cubrimiento del riesgo de volatilidad de precios en el largo plazo. La administración y operación del mercado fueron encargadas al ASIC y al CND, los cuales están actualmente a cargo de la organización XM.

Formación del precio de energía de Colombia se da cuando, el operador ordena de manera creciente de menor a mayor las ofertas de los precios diarios hechos por los generadores con su respectiva capacidad o disponibilidad hasta atender la demanda total del sistema y el precio marginal horario del sistema es el precio de la última unidad de generación necesaria que logra llenar a toda la demanda, permitiendo así tener el precio de la energía.

Una vez tenido entendimiento del mercado eléctrico mayorista de Colombia para la mejor comprensión del modelo, debido a que se usaran varios datos de este mercado; podemos pasar al próximo capítulo donde se tendrá el modelo.

# **CAPITULO 6**

## **MODELANDO EFECTO DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE COLOMBIA**

### **6.1 Introducción**

Para evaluar los efectos del almacenamiento de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista de Colombia, es necesario un modelo que refleje el efecto del almacenamiento de electricidad en el mercado eléctrico mayorista de Colombia, para ello se hace un modelo que consta de 2 módulos el modelo de despacho de electricidad y el modulo de almacenamiento de energía. En el modulo de despacho se simula el despacho de electricidad horario, en el modulo de almacenamiento de electricidad se simula el almacenamiento de energía, donde se tiene presente la capacidad de almacenamiento de cada tecnología, la compra de energía para almacenar en horas valle y la venta de esta en las horas pico; es de aclarar que se evalúan dos tecnologías de almacenamiento con este modelo, primero se evalúa la tecnología de almacenamiento por hidro-bombeo posteriormente la tecnología de almacenamiento de baterías. Por otro lado en este capítulo se ve el estado del almacenamiento de energía en Colombia (el cual no existe), para tener una mejor adaptación del modelo. El modulo que primero se hace del modelo es del despacho el cual genera el precio de la electricidad, que se necesita para el modulo de almacenamiento de electricidad. Las tecnologías que se tienen presente para el modelo son: Hidráulica filo de agua, Térmica a gas, Térmica a carbón, Hidro-bombeo y Baterías. Los datos para el modelo y sus supuestos se sacaron de fuentes como: UPME (UPME, 2010), Derivex (Derivex, 2010), CREG (CREG, 2013), XM (XM, 2010) entre otras. Finalmente este modelo se hace con la ayuda de la metodología de dinámica de sistemas, que por medio de diagramas causales muestra la hipótesis dinámica tanto para el modulo del despacho, como para el modulo del almacenamiento de energía; además se apoyan en sus respectivos diagramas de flujos y niveles para cada modulo para su mayor comprensión.

### **6.2 Almacenamiento de energía en Colombia**

Como se mencionó antes, en la curva de carga de energía eléctrica de Colombia se evidencia la necesidad que tiene Colombia de almacenamiento en el sistema eléctrico Colombiano, pero esa necesidad no ha sido suficiente para que en Colombia haya

almacenamiento de energía; en Colombia la falta de generación de energía eléctrica por almacenamiento se puede observar en la **Tabla 6-1** donde están las plantas despachadas centralmente en Diciembre 2010 - Noviembre 2011 y no hay evidencia de generación eléctrica por almacenamiento de energía. Sin embargo, Colombia puede convertirse en un gran almacenador de energía por la tecnología hidro-bombeo ya que es la más madura y implementada de las tecnologías de almacenamiento en el mundo, demás para esta tecnología la fuente de energía es agua y sería como una hidroeléctrica pero con dos embalses, que en comparación con las térmicas no genera tanta contaminación al medio ambiente, además Colombia posee un elevado porcentaje de generación eléctrica por hidroeléctricas como se ve en la **Figura 6-1** (IEA, 2008; Prias, 2010).

**Tabla 6-1:** Plantas despachadas centralmente en Diciembre 2010 - Noviembre 2011

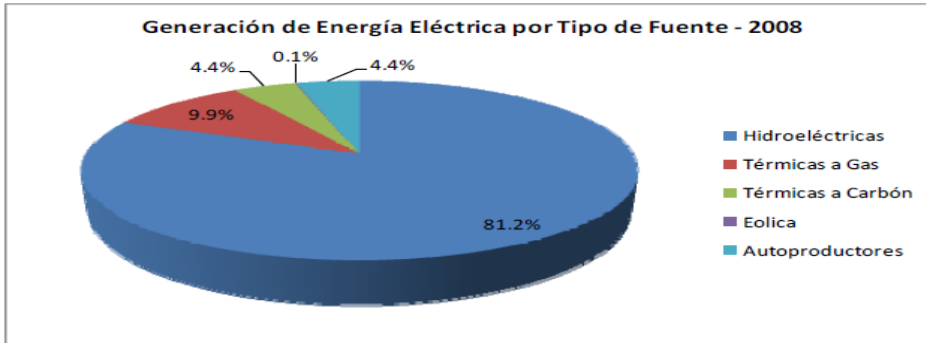
Agente	Planta	Tipo Planta	2010 - 2011 ENFICC (kWh-día)	2011 - 2012 ENFICC (kWh-día)
AES CHIVOR	CHIVOR	Hidráulica	8,014,422.00	8,014,422.00
CHEC	ESMERALDA	Hidráulica	433,364.00	433,364.00
CHEC	SAN FRANCISCO	Hidráulica	553,872.00	553,872.00
CHEC	TERMODORADA 1	Térmica	890,487.00	890,487.00
COLINVERSIONES	MERILECTRICA 1	Térmica	3,846,412.00	3,846,412.00
EMGESA	BETANIA	Hidráulica	3,760,836.00	3,760,836.00
EMGESA	GUAVIO	Hidráulica	12,472,925.00	12,472,925.00
EMGESA	PARAISO GUACA	Hidráulica	12,311,600.00	12,311,600.00
EMGESA	TERMOCARTAGENA 1	Térmica	1,241,136.00	1,241,136.00
EMGESA	TERMOCARTAGENA 2	Térmica	1,152,000.00	1,152,000.00
EMGESA	TERMOCARTAGENA 3	Térmica	1,344,156.00	1,344,156.00
EMGESA	ZIPAEMG 2	Térmica	797,736.00	797,736.00
EMGESA	ZIPAEMG 3	Térmica	1,493,935.00	1,493,935.00
EMGESA	ZIPAEMG 4	Térmica	1,519,121.00	1,519,121.00
EMGESA	ZIPAEMG 5	Térmica	1,341,462.00	1,341,462.00
EMPRESA DE GENERACIÓN DE CALI	TERMOEMCALI 1	Térmica	4,802,441.00	4,802,441.00
EPM	GUATAPE	Hidráulica	5,478,044.00	5,478,044.00
EPM	GUATRON	Hidráulica	6,321,771.00	6,321,771.00
EPM	LA TASAJERA	Hidráulica	3,625,923.00	3,625,923.00
EPM	PLAYAS	Hidráulica	3,280,800.00	3,280,800.00
EPM	PORCE II	Hidráulica	3,641,679.00	3,641,679.00
EPM	PORCE III	Hidráulica		9,189,843.00
EPM	TERMOSIERRAB	Térmica	9,026,218.00	9,026,218.00
EPSA	ALBAN	Hidráulica	2,143,200.00	2,143,200.00
EPSA	BUGALAGRANDE	Hidráulica		93,381.00
EPSA	CALIMA	Hidráulica	263,800.00	263,800.00
EPSA	PRADO	Hidráulica	185,589.00	185,589.00
EPSA	SALVAJINA	Hidráulica	1,667,100.00	1,667,100.00
EPSA	TERMOVALLE 1	Térmica	4,534,965.00	4,534,965.00
GECELCA	GUAJIRA 1	Térmica	3,088,123.00	3,088,123.00
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 1	Térmica	3,631,666.00	3,631,666.00
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 2	Térmica	3,410,942.00	3,410,942.00
TERMOFLORES	TERMOFLORES 1	Térmica	3,523,350.00	3,523,350.00
TERMOTASAJERO	TASAJERO 1	Térmica	3,696,226.00	3,696,226.00
TERMOYOPAL	TERMOYOPAL 2	Térmica	623,251.00	623,251.00
URRA	URRA	Hidráulica	1,961,129.00	1,961,129.00
<b>TOTAL HIDRÁULICA</b>			<b>82,226,912.00</b>	<b>92,097,167.00</b>
<b>TOTAL TÉRMICA</b>			<b>88,091,935.00</b>	<b>90,561,535.00</b>

Fuente (XM, 2011)

El la **Figura 6-1** se muestra la generación de energía eléctrica por tipo de fuente en el año 2008, la generación fue de 56.833 GWh/año, la generación hidráulica participa con el

81,2% del total, seguido por la generación térmica a gas, la generación del parque eólico de Jepirachi participa solo con el 0,1% del total. (Prias, 2010)

**Figura 6-1:** Generación de Energía Eléctrica por Tipo de Fuente



**Fuente** (UPME, 2009)

La acumulación por bombeo es la opción de almacenamiento de electricidad más madura y que más se aplica hoy en día, sin embargo no se ha desarrollado totalmente al igual que las baterías, estas últimas son una tecnología de almacenamiento de electricidad clásica pero que vive en continuo desarrollo.

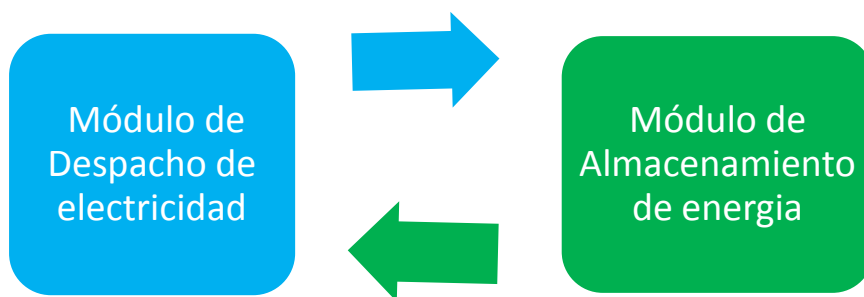
Conjuntamente, el almacenamiento de energía eléctrica utilizando las tecnologías de almacenamiento de energía disponibles están poco explotadas en Colombia, por tal es relevante hacer este estudio.

Adicionalmente, en Colombia no hay una ley exclusiva para promover la generación de energía por almacenamiento. Los esfuerzos han sido canalizados en los programas de uso racional y eficiente de la energía, que sería lo más cercano con respecto al tema de almacenamiento de energía, ya que este ayuda a la eficiencia de la energía. En el año 2001 fue aprobada la Ley 697 que promueve el uso racional y eficiente de la energía, y energías alternativas. Y en el año 2003 fue aprobado el Decreto reglamentario de dicha ley, esta ley y su decreto regulatorio contemplan aspectos importantes tales como estimular la educación e investigación en el área de las fuentes de energía renovables; sin embargo, posee vacíos que impiden impulsar decididamente estas fuentes, como el no proponer un sistema de apoyo regulatorio que incentive a los inversionistas nacionales e internacionales; el no definir una directriz o meta cuantitativa para el subsector eléctrico, alrededor de la cual se desplegué las diferentes iniciativas que conduzcan al alcance de dicha meta (Ruiz, 2009). Por tanto esto es una razón más que apoya el hecho que Colombia no posea almacenamiento de energía eléctrica.

### 6.3 Descripción del modelo

El modelo consta de 2 módulos que representan cada una de las componentes en este proceso y que interactúan entre sí. La dinámica de estos módulos se puede observar en la **Figura 6-2**, en la cual las flechas indican el intercambio de información.

**Figura 6-2:** Dinámica entre módulos



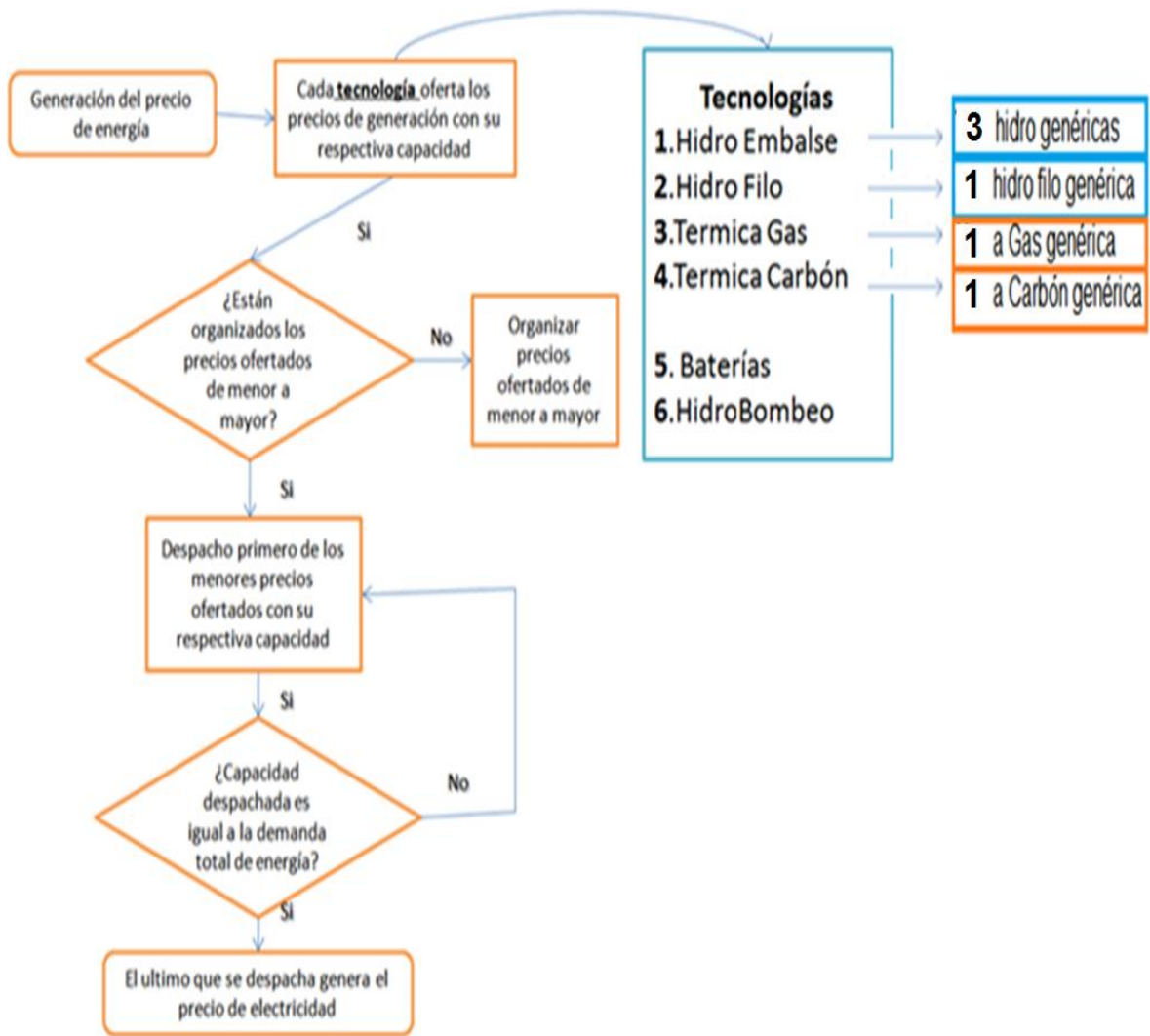
### 6.4 Hipótesis Dinámica

La tesis busca evaluar los efectos del almacenamiento de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista de Colombia, esta hipótesis está determinada en las hipótesis de cada uno de los siguientes módulos.

### 6.5 Módulo de Despacho de electricidad

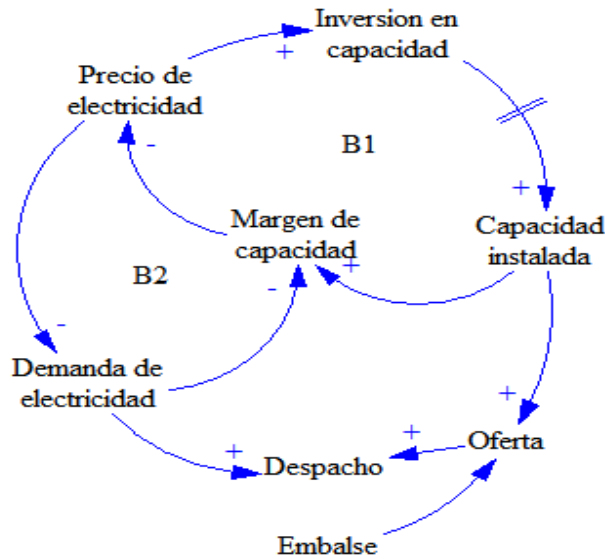
En este modelo se simula el despacho de electricidad horario, lo cual se hace por medio de ciertos insumos tales como: capacidad de cada una de las tecnologías participantes, el precio de oferta, la demanda que se debe suplir, entre otras características del sistema eléctrico, necesarias para poder hacer el modelado, que finalmente termina con la formación del precio del mercado. En la **Figura 6-3** muestra el algoritmo de despacho de las tecnologías de generación.

**Figura 6-3:** Despacho electricidad y generación del precio en Colombia



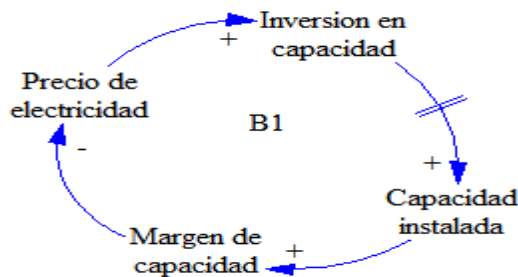
Por medio de diagramas causales muestra la hipótesis dinámica para el despacho y los procesos involucrados. Este diagrama se puede ver en la **Figura 6-4**.

**Figura 6-4.** Diagrama Causal módulo de despacho de electricidad



En el ciclo de balance B1, de la **Figura 6-5** se presenta la dinámica del cambio en el precio de la electricidad debido al margen de capacidad, ya que si se tiene un margen alto el precio tiende a bajar debido a que no sería necesario poner a funcionar las plantas más caras y esto ocasionaría que la inversión en capacidad también se viera disminuida. Además se representa el interés del mercado eléctrico por asegurar el suministro, esto se logra manteniendo un margen de capacidad entre la capacidad instalada y la demanda, la capacidad instalada debe ser mayor que la demanda, y así se evita eventos del sistema inesperados o eventos naturales como El Niño.

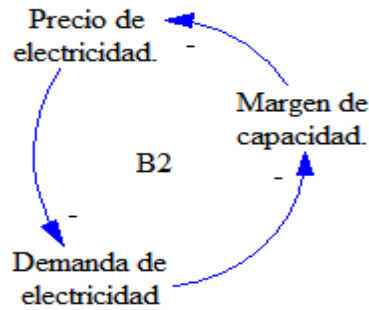
**Figura 6-5:** Ciclo de balance B1. Precio de electricidad e inversiones en capacidad



En el ciclo de balance B2, de la **Figura 6-6** se observa como la demanda se ve influenciada por el precio, esto se da gracias a que el precio de la electricidad se calcula de manera horaria y como los que almacenan energía tienen acceso a esta información

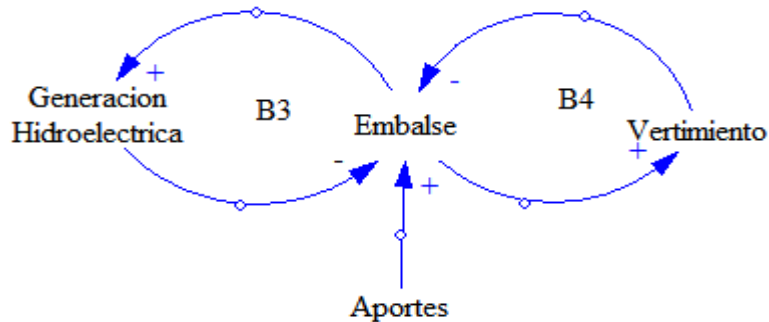
pueden observar en que intervalos la electricidad tiene un costo bajo para almacenar energía y después devolverla en los periodos en los que la electricidad presenta mayor costo.

**Figura 6-6:** Ciclo de balance B2. Demanda



Observando más de cerca el embalse se puede identificar dos ciclos. Primer Ciclo, ciclo de balance B3, de la **Figura 6-7** cuando se produce electricidad baja el nivel del embalse y cuando hay una buena cantidad de agua en el embalse aumenta la generación hidráulica. Segundo ciclo, divide el Ciclo de balance B4, se establece que en el momento en el que se tiene un nivel del embalse muy alto y la cantidad de agua supera la capacidad máxima del mismo, comienza un proceso de vertimientos.

**Figura 6-7:** Ciclo de balance B3 Generación Hidroeléctrica y Ciclo de balance B4 Vertimientos

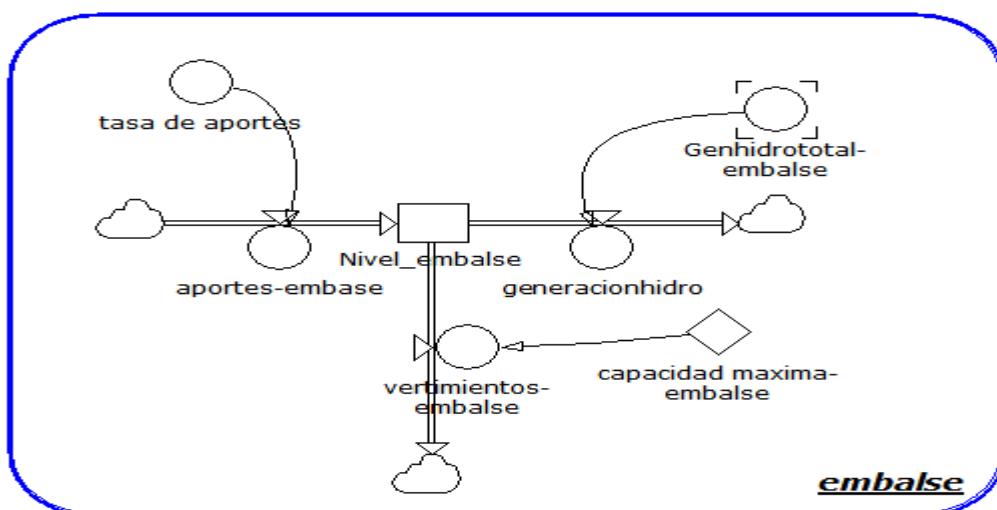


El modelo de dinámica de sistemas se desarrolló en base a las hipótesis dinámicas planteadas, el modelo tuvo en cuenta el estudio del comportamiento del embalse, la determinación del precio del despacho por mérito; además se usó información de los proyectos de expansión en capacidad de generación, pronósticos de demanda, situación actual del sistema eléctrico, entre otros. Los datos se sacaron de las siguientes fuentes: XM (XM, 2010, 2011,2012, 2013), Neón (NEON, 2011,2012) la UPME (UPME, 2010), Derivex (Derivex, 2010), CREG (CREG, 2013).



Como se mencionó antes la oferta de las plantas hidráulicas con embalse depende del nivel del embalse que se posea, ya que el nivel del embalse varía dependiendo de los aportes de agua que le entran y la generación de energía la cual le salen. Adicionalmente este embalse puede verter agua en el momento en el que se supere su capacidad de almacenamiento de la misma, este comportamiento se puede observar en la **Figura 6-8**.

**Figura 6-8:** Diagrama de Flujos y Niveles-Embalse



Es de aclarar que para la demanda se tiene presente el crecimiento de esta para los próximos años, también se tiene presente la capacidad que entra para dichos años para las tecnologías térmicas e hidráulicas, además las tecnologías que se tuvieron en cuenta para el despacho fueron:

-Hidráulica con embalse: esta tecnología se divide en tres plantas, las cuales poseen precios de oferta diferentes de acuerdo a la información histórica de los precios de oferta de esta tecnología.

-Hidráulica filo de agua

-Hidro-bombeo

-Térmica a gas

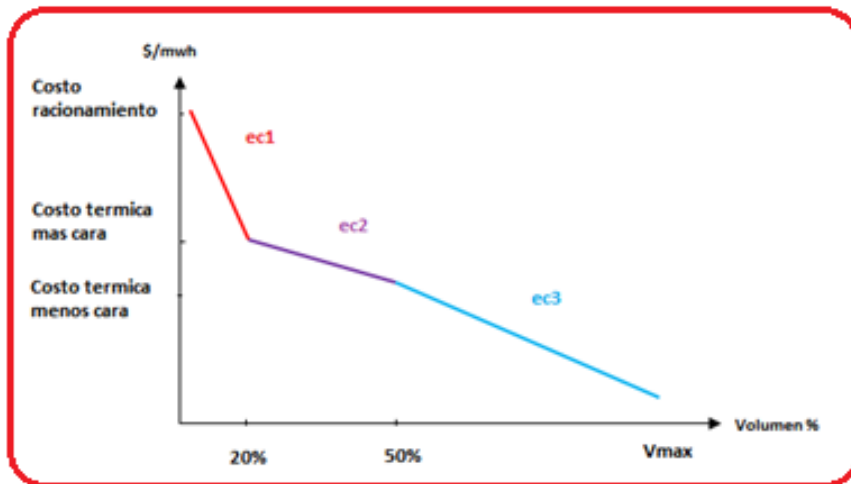
-Baterías

-Térmica a carbón

El precio del mercado se obtiene utilizando toda la capacidad disponible de cada una de las diferentes tecnologías, comenzando desde la más barata hasta la más cara hasta que se supla la demanda. El precio final corresponde al valor de la última tecnología que se utilizó. Hay que tener en cuenta que para las tecnologías de hidroeléctricas con embalse el costo de oferta lo hacen dependiendo del nivel del embalse, lo cual se apoya en la resolución 34 de la creg del 2001 como se puede apreciar en la **Figura 6-9**, si el embalse

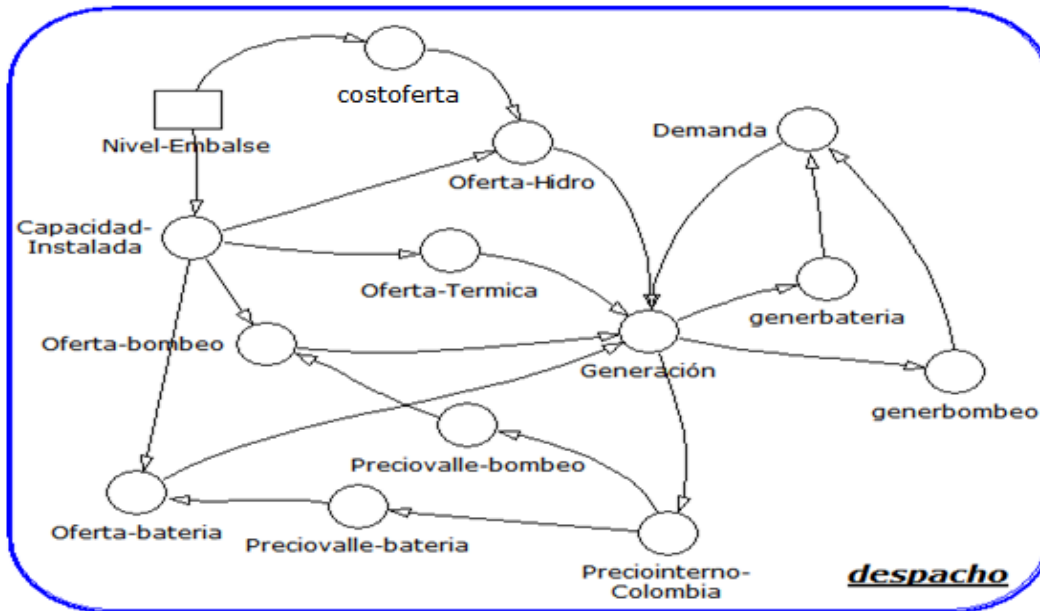
se encuentra en el rango de 0 a 20% de su volumen total, el costo que ofertara será un costo que está entre el costo de racionamiento y la térmica que oferte más caro, y se hace por medio de la evaluación de la ecuación ec1 para el modelo; si el embalse se encuentra en el rango de 20% a 50% de su volumen total, el costo que ofertara será un costo que está entre el costo de la térmica que oferte más caro y la térmica que oferte menos caro, y se hace por medio de la evaluación de la ecuación ec2 para el modelo; si el embalse se encuentra en el rango de 50% a 100% de su volumen total, el costo que ofertara será un costo que está entre el costo de la térmica que oferte menos caro y cero, y se hace por medio de la evaluación de la ecuación ec3 para el modelo; finalmente para las ecuaciones ec1, ec2 y ec3 son ecuaciones de una recta, las cuales se hayan con dos puntos pertenecientes a la recta (son conocidos), para sacar la pendiente y luego se evalúa en uno de los puntos usados de la pendiente para encontrar la ecuación de la recta. Sin embargo no se tiene en cuenta los costos de arranque y parada los cuales se considerarían en el costo de la térmica más cara y en la térmica menos cara de la resolución 34 de la creg.

**Figura 6-9:** Costo de oferta de las hidroeléctricas con embalse.



Por otro lado en las tecnologías de hidro-bombeo y baterías su costo de oferta depende de el precio de valle, ya que estas tecnologías compran energía en las horas valles para almacenarla y venderla en las horas pico; lo cual deben esperar que se genere primer despacho para poder comprar y posteriormente vender, adicionalmente para estas dos tecnologías, la cantidad de generación de cada una se le suma y se le resta a la demanda, debido a que se le suma porque compran en las horas valles y se le resta porque venden en las horas picos. Esto se puede ver en la **Figura 6-10**.

**Figura 6-10:** Diagrama de Flujos y Niveles - Despacho

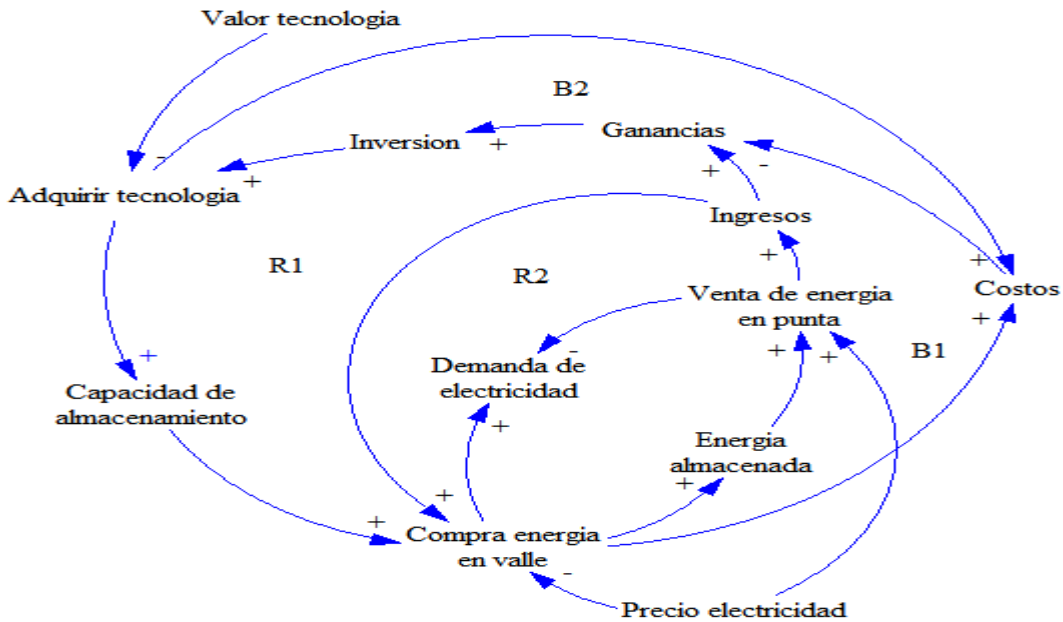


## 6.6 Módulo de Almacenamiento de energía

En este modelo se simula el almacenamiento de energía, donde se tiene presente la capacidad de almacenamiento de cada tecnología, la compra de energía para almacenar en horas valle y la venta de esta en las horas pico, entre otras características, necesarias para poder hacer el modelado. Es de aclarar que se evalúan dos tecnologías de almacenamiento con este modelo, primero se evalúa la tecnología de almacenamiento por hidro-bombeo posteriormente la tecnología de almacenamiento de baterías.

Por medio de diagramas causales se diseñó la hipótesis dinámica para el almacenamiento de energía y los procesos involucrados. Este diagrama se puede ver en la **Figura 6-11**.

**Figura 6-11:** Diagrama causal del módulo almacenamiento de energía (Bombeo), (Banco Baterías)

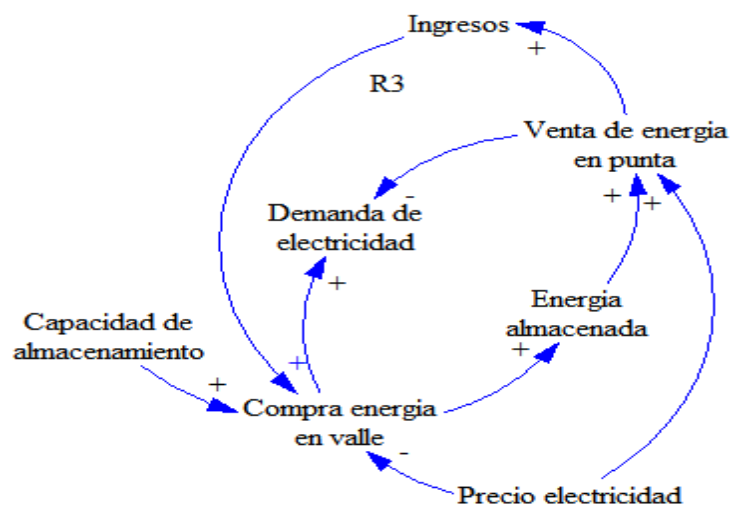


El precio de energía eléctrica en el mercado mayorista de Colombia tiene unas fluctuaciones durante el día, comenzando en las primeras horas del día o horas valle con precios bajos, y este precio se va incrementando a medida que avanzan las horas para tener en las horas 18 a 21 o horas pico el precio más alto con respecto al precio en horas valle. Con el ánimo de aprovechar esa diferencia entre las horas valle y pico se desea ver si es rentable el almacenar la energía para su posterior venta. En el mercado eléctrico mayorista de Colombia el inversionista compra la energía en horas valle, que está determinada por la capacidad disponible de almacenamiento, por tanto inicialmente solo comprara la cantidad de energía que pueda almacenar cada tecnología y luego dependerá de la cantidad de energía generada por dichas tecnologías, una vez comprada la energía se almacena en las baterías o para bombeo en el embalse superior (tener presente que la energía que se está almacenando con la tecnología de bombeo es energía potencial por medio del agua bombeada de un embalse inferior al superior para su posterior generación), luego se vende esta energía en horas punta en el mismo mercado.

Hay que tener presente, que la energía eléctrica comprada en las horas valle, aumenta la demanda de energía, en las horas que se compre la energía, y la venta de energía en la

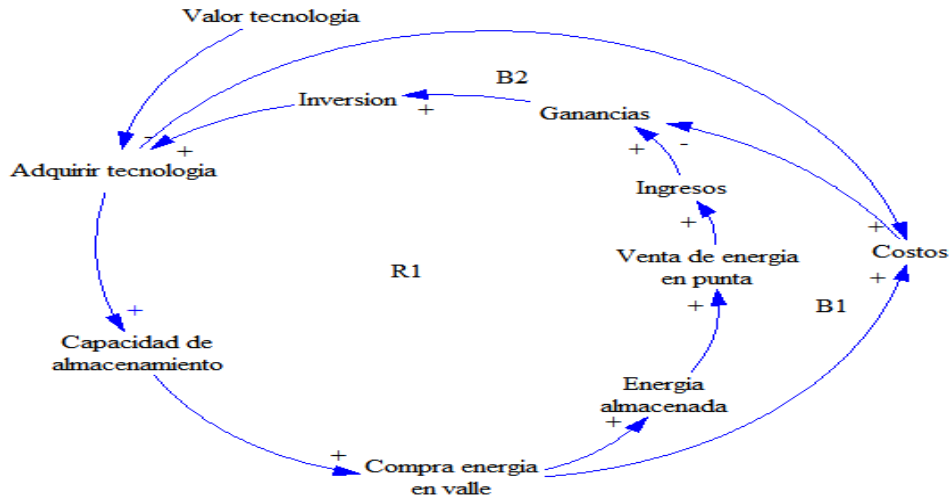
horas pico disminuirá la demanda en las horas que se venda la energía o lo que es lo mismo producirá un aumento en la generación en esas horas, ya que la energía comprada es devuelta al mismo sistema, esto se puede observar en la **Figura 6-12**.

**Figura 6-12:** Diagrama de almacenamiento de energía



La forma más simple de determinar las ganancias de una empresa es hacer el siguiente cálculo: Cantidad de producto que vendo, por el precio de venta, menos los costos netos (costo fijos más costos variables). La cantidad de energía almacenada por los bancos de baterías y por el bombeo, se vende al precio de energía en horas pico esto representarían la entrada positiva a las ganancias del almacenamiento de energía tanto por bancos de baterías como para el caso de bombeo y tendría una salida negativa que son los costos de compra de energía, costos de operación y mantenimiento para cada una de las tecnologías respectivamente. Pensando en que cada proyecto da ganancias se analiza si se puede hacer reinversión de la ganancia para adquirir más bancos de baterías o para adquirir más capacidad en hidro-bombeo, esto se puede observar en la **Figura 6-13**.

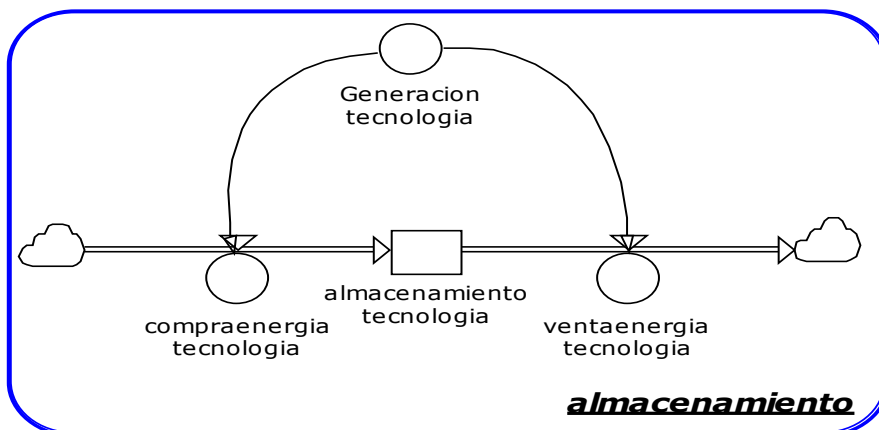
**Figura 6-13:** Diagrama de ganancias



El modelo de dinámica de sistemas se desarrolló basado en las hipótesis dinámicas planteadas, el modelo tuvo en cuenta la vida útil de las tecnologías, eficiencia entre otros. Los datos se sacaron de las siguientes fuentes: EIA (EIA, 2011), IEA (IEA, 2008,2010), XM (XM, 2012, 2013).

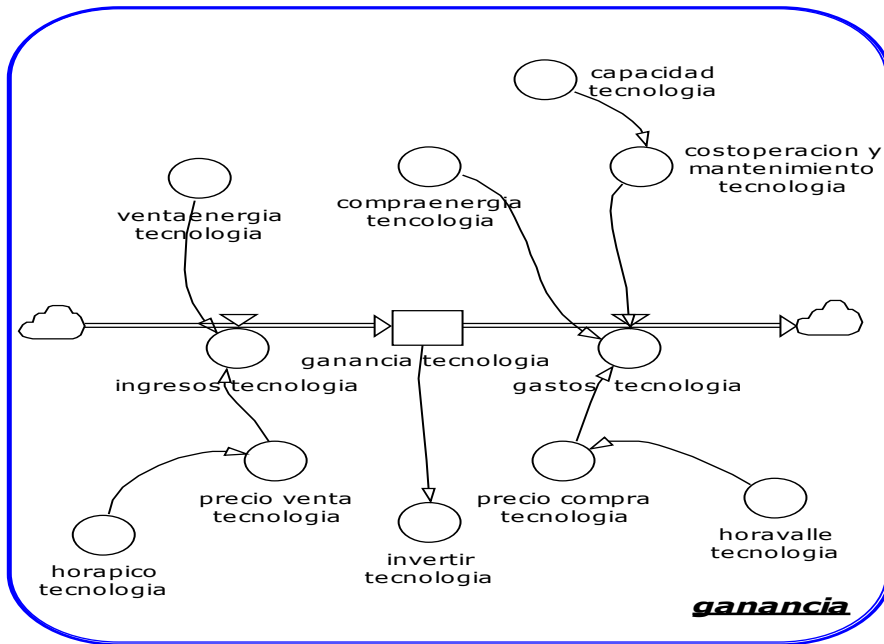
Como se mencionó antes el almacenamiento de energía para las tecnologías de hidrobombeo y baterías compran la cantidad de energía que generaron para almacenar y luego venden dicha cantidad esto lo podemos ver en la **Figura 6-14**.

**Figura 6-14:** Diagrama de Flujos y Niveles - Almacenamiento



Luego las ganancias para las tecnologías de hidro-bombeo y baterías se obtienen debido a la energía vendida multiplicada por el precio de venta de energía (determinado por las horas pico) menos la compra de energía multiplicada por el precio de compra de energía (determinado por las horas valle), y menos los costos de operación y mantenimiento de cada tecnología. Finalmente, se mira si se puede invertir de la ganancia para adquirir más bancos de baterías o para adquirir más capacidad en hidro-bombeo, esto se puede observar en la **Figura 6-15**.

**Figura 6-15:** Diagrama de Flujos y Niveles - ganancia



## 6.7 Ecuaciones del modelo

En la **Tabla 11-12** se tienen las ecuaciones relevantes que se tuvieron en cuenta para el modelo.

**Tabla 6-2:** Ecuaciones del modelo de dinámica de Sistemas

Ecuación	Unidades
$E = E(0) + \int_0^t (AH - G_i) dt$ <p>El nivel de la variable Embalse (E) aumenta por el flujo de Aportes Hídricos(AH) y se reduce por la Generación (Gi)</p>	MWh
<p><b>ec1, ec2 y ec3</b> tienen la fórmula de una ecuación de una recta  <math display="block">y = mx + b</math> Costo de oferta de las hidroeléctricas con embalse (ec1,ec2 y ec3) donde el costo de oferta depende del volumen del embalse, para sacar la ecuación de ec1,ec2 y ec3 solo se evalúan dos puntos pertenecientes al segmento de recta ver <b>Figura 6-9</b> y se saca la ecuación lineal.</p>	\$/kwh
$AE = AE(0) + \int_0^t (CE - VE) dt$ <p>El nivel de la variable Almacenamiento de energía (AE) aumenta por el flujo de compra de energía(CE) y se reduce por la venta de energía(VE)</p>	MWh
$G = G(0) + \int_0^t (I - G) dt$ <p>El nivel de la variable ganancias (G) aumenta por los ingresos(I) y se reduce por los gastos(G)</p>	\$
$D = D + CTV - VTP$ <p>La demanda(D) aumenta por la compra de energía en valle por parte de las tecnologías hidro-bombeo y baterías(GTV) y se reduce por la venta de energía en pico por parte de las tecnologías hidro-bombeo y baterías(VTP)</p>	MWh
$I = VE * PE$ <p>El ingreso (I) está dado por la venta de energía (VE) por el precio de energía en punta (PE)</p>	\$/mes
$G = CE * PE + COM$ <p>Los gastos (G) están dados por la compra de energía (CE) por el precio de energía en valle (PE) más costos de operación y mantenimiento (COM) de la tecnología sea baterías o hidro-bombeo.</p>	\$/mes

## 6.8 Especificaciones del modelo

Otras especificaciones que se tienen en cuenta para el modelo de Dinámica de Sistemas son:

- El horizonte de simulación utilizado es de 8 años para la tecnología de baterías en un periodo desde 2013 hasta 2021 y para la tecnología de hidro-bombeo es de 15 años en un periodo desde 2013 hasta 2027, y el paso de tiempo de la simulación es 1 mes para ambas tecnologías. El tiempo que se definió fue debido a que es



suficiente para estudiar los cambios en el sistema y adicionalmente la vida útil de las tecnologías son de 8 años para baterías e hidro-bombeo de 30-40 años aproximadamente.

- El despacho se realiza por mérito, intentando cubrir la mayor cantidad de la demanda con las tecnologías más baratas. Si en algún momento no se logra cubrir la demanda el precio de la electricidad será el precio de razonamiento (500\$/kwh).
- Las tecnologías utilizadas para el despacho son: hidráulica con embalse (compuesta por 3 plantas), filo de agua, térmica a carbón, térmica a gas. Estas son las tecnologías que se usan para el despacho sin tecnologías de almacenamiento, pero cuando se hace el despacho con la participación de las tecnologías de almacenamiento se le adicionan las tecnologías de hidro-bombeo y baterías.
- La oferta de electricidad depende de varios factores más que no fueron tenidos en cuenta, estos son la disponibilidad del combustible, el cargo por confiabilidad, las plantas que son despachadas por seguridad, contratos ya realizados, entre otros, pero estos factores se sale del alcance de esta tesis.
- El embalse varía por los siguientes aspectos: aportes, generación y vertimientos. Si en algún momento el embalse sobrepasa su capacidad máxima este comenzará verter agua y si por el contrario la cantidad de agua almacenada en él es muy poca ocasionaría que el precio de esta tecnología se ponga muy alto. Conjuntamente la capacidad máxima del embalse se ve afectada por motivos de expansión en capacidad, debido a la entrada de los proyectos al sistema que son de tipo hidráulicas con embalse, ya que la entrada de estos proyectos hace que el nivel máximo del embalse aumente de manera proporcional. En el modelo se considera un solo embalse para las 3 hidroeléctricas, el cual determina la capacidad para cada una de las hidroeléctricas dependiendo del nivel del embalse, ya que el nivel del embalse se divide por 3 y se obtiene la capacidad de cada una de las 3 hidroeléctricas. Además con el nivel de embalse también se determina para cada una de las 3 hidroeléctricas el costo de oferta, el cual se calcula como se mostro en la **Figura 6-9**.
- El cálculo de la curva de carga, inicia con datos reales de la demanda horaria del año 2013 y para los siguientes años se tiene en cuenta el crecimiento promedio que ha tenido la demanda en los últimos años el 3%, este valor se tuvo en cuenta

para cada uno de los años de simulación de la curva de carga. La demanda con las tecnologías de bombeo y baterías aumenta por la compra de energía en valle por parte de las tecnologías hidro-bombeo y baterías y se reduce por la venta de energía en pico por parte de las tecnologías hidro-bombeo y baterías.

- Se tuvo presente la capacidad de los proyectos que entrarán de generación de energía al sistema desde el año 2013 tanto para las térmicas como para las hidroeléctricas, vistos en el capítulo anterior. Es de entender que la capacidad de los proyectos que entran de hidroeléctricas en los respectivos años se dividen en 3 ya que hay 3 hidroeléctricas con embalse en el modelo; para las térmicas se tiene presente la capacidad de térmicas a gas y de carbón las cuales se asignan a las respectivas tecnologías.
- Las políticas de entrada para el almacenamiento de energía para la tecnología de hidro-bombeo son: Compra de energía en 5 horas desde la 1-5 am y venta de energía en 4 horas desde 19-22 pm.
- Las políticas de entrada para el almacenamiento de energía para la tecnología de baterías son: Compra de energía en 3 horas desde la 1-3 am y venta de energía en 2 horas desde 19-20 pm.
- Eficiencia de ambas tecnologías del 70% es por tal razón que para cada tecnología se compra energía una hora más de la que se vende, en esa hora de mas se compra solo la energía que se pierde en el almacenamiento para poder garantizar la venta de la energía en las 4 horas de pico en el caso del bombeo, es como si se tuviera la eficiencia al 100% (solo que se asume el costo de la energía que se pierde al almacenar) del almacenaje de energía, es decir si compro en 4 horas energía y la almaceno, no se me pierde energía y así puedo vender la misma cantidad de energía comprada en las 4 horas de pico, similarmente se hace para la tecnología de baterías.
- La capacidad del hidro-bombeo es de 100MW y la de las baterías es de 8,7MW.
- Finalmente la energía que se compra por cada tecnología para el almacenamiento es la energía generada por cada tecnología.

En la **Tabla 6-3** siguiente se puede ver un resumen de los supuestos del modelo.

**Tabla 6-3:** Supuestos y condiciones iniciales del modelo

Supuestos y condiciones iniciales del modelo	
Capacidad para la térmica a gas genérica	3109MW
Capacidad para la térmica a carbón genérica	1018MW
Capacidad para cada una de las 3 hidros genéricas	3077MW
Capacidad para la hidro filo genérica	486MW
Capacidad hidro-bombeo	100MW
Capacidad baterías	8,7MW
Capacidad máxima del embalse	16,937,523.54MWh
Precio fijo de contrato	103\$/KWh
Hidro-bombeo	Horas de compra de energía 5 horas de 1-5am y venta de energía 4 horas de 19-22 pm.
Baterías	Horas de compra de energía 3 horas de 1-5am y venta de energía 2 horas de 19-20 pm.
Costo de inversión hidro-bombeo	1500 dólares/KW
Costo de inversión baterías	125 dólares/KW
Costo de transmisión	21 \$/KWh
Costo de operación y mantenimiento hidro-bombeo	2,5 dólares/KW
Retardo de generación para cada una de las tecnologías.	1 periodo
Costo de operación y mantenimiento baterías	5 dólares/KW
Tasa de cambio del dólar	\$1800 pesos Colombianos marzo del 2013.

Finalmente se reitera que se tuvieron en cuenta solo tres hidroeléctricas genéricas las cuales representan todas las plantas hidroeléctricas con embalse del país ya que representar en el modelo cada una de las hidroeléctricas del país en el modelo se sale del alcance del mismo; sin embargo se consideran tres hidroeléctricas debido a que en el sistema eléctrico Colombiano la capacidad de las hidroeléctricas tienen alrededor de un 64% de generación total de energía, siendo un porcentaje alto y representarla en una sola tecnología sería sesgar el modelo por tal se suponen tres hidroeléctricas con un porcentaje alrededor del 10% del 64% total de las hidroeléctricas; también las hidroeléctricas filo (hidroeléctricas que no tienen embalse) son alrededor un 4% del total del 64% de las hidroeléctricas, las cuales se representan como la hidroeléctricas filo estas solo están representadas por una tecnología hidroeléctrica filo fuera de las 3 hidroeléctricas antes mencionadas. Similarmente se tiene en cuenta las térmicas las cuales tienen un porcentaje alrededor del 32% del sistema eléctrico del país y están representadas en una térmica a gas y una térmica a carbón dado que son las tecnologías térmicas existentes para el país.

## 6.9 Conclusiones

Se hace un modelo que consta de 2 módulos el modelo de despacho de electricidad y el módulo de almacenamiento de energía. En el módulo de despacho se simula el despacho de electricidad horario, en el módulo de almacenamiento de electricidad se simula el almacenamiento de energía. Este modelo se hace con el fin, de que refleje el efecto del almacenamiento de electricidad en el mercado eléctrico mayorista de Colombia. Finalmente, este modelo se hace con la ayuda de la metodología de dinámica de sistema, las tecnologías que se tienen presente para el modelo son: Hidráulica filo de agua, Térmica a gas, Térmica a carbón, Hidro-bombeo y Baterías.

El modelo hecho es útil para evaluar el efecto del almacenamiento de electricidad en el mercado eléctrico mayorista de Colombia tales efectos se verán reflejados en la curva de carga y en la curva de precio de energía. Finalmente, para ver que tan confiable es el modelo hecho, se hace en el próximo capítulo la validación del modelo respectivamente.

# **CAPITULO 7**

## **VALIDACIÓN DEL MODELO**

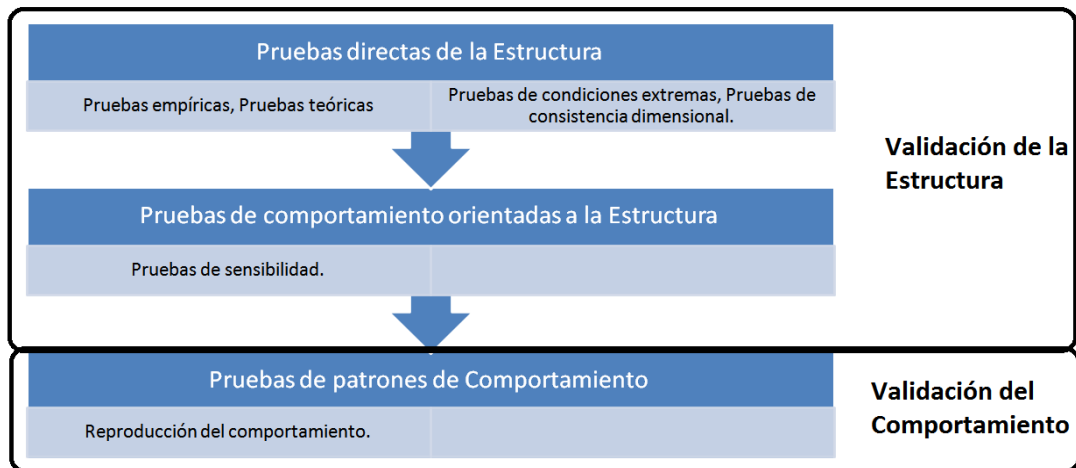
### **7.1 Introducción**

La validación en ocasiones es vista como una forma de precisión sin tener muy presente su utilidad, y sin apreciar que la validación del modelo no puede ser totalmente objetiva, cuantitativa y formal, ya que la validez manifiesta la utilidad con respecto a un objetivo determinado (Barlas & Carpenter, 1990).

Adicionalmente la validación es una parte relevante y fundamental en cualquier tipo de modelado y mucho más en modelos de Dinámica de Sistemas, ya que este tipo de modelado, sobre el sistema real, debe no solo reproducir el comportamiento del mismo, sino explicar cómo el comportamiento es generado y sugerir maneras de cambiar el comportamiento existente (Barlas, 1996). Conjuntamente muchos de estos modelos no cuentan con toda la información necesaria y los resultados pueden no ajustarse perfectamente a la realidad sino que buscan mostrar el funcionamiento del sistema y los diferentes comportamientos que se presentan ante diversas políticas. Para tener una comprobación de lo antes mencionado, se hacen pruebas de validación, para el modelo elaborado, las cuales se dividen en dos partes, la primera validación de la estructura y la segunda validación del comportamiento, estas pruebas se hacen en este capítulo para el modelo.

### **7.2 Pruebas de validación**

El proceso de validación esta soportado por las pruebas de validación de los modelos que propone Barlas en el año 1996 y que posee la siguiente estructura:

**Figura 7-1:** Pasos de validación.

### 7.3 Pruebas directas sobre la estructura

Con la prueba de estructura, se busca analizar si el modelo representa el comportamiento real del modelo, buscando encontrar incoherencias, tales como niveles físicos negativos, o comportamientos que violen las leyes físicas. Para seguir los pasos para las pruebas directas de la estructura tenemos:

Primero pruebas empíricas: buscan comparar la estructura del modelo con la información y el conocimiento que se posee del mismo en el mundo real (Barlas, 1996). Segundo las pruebas teóricas: el objetivo es comparar la estructura con conocimiento real del sistema reportado en la literatura (Barlas, 1996). Adicionalmente en la descripción del modelo en el capítulo anterior se realizó la validación en la cual se presentó la estructura completa del modelo y se analizó cada una de las relaciones existentes comparándolas con el comportamiento del sistema en la vida real.

Consistencia dimensional: Dadas las unidades presentadas para cada una de las variables en el diagrama causal y de flujos y niveles, se verificó la consistencia dimensional del modelo y esta se cumple, para esto se usó el modelo construido en PowerSim del diagrama de flujos y niveles, además se comprobó la estructura de las variables involucradas en el modelo de flujos y niveles con lo cual es posible observar que reflejan la consistencia con el sistema real, es decir, en ningún momento de la simulación se observan valores incoherentes.

Pruebas de condiciones extremas: Los modelos se deben comportar de una forma realista sin importar que tan extremas sean las entradas o las políticas que en este se simulan. Esta prueba evalúa el modelo ante condiciones extremas. Ejemplos de esta prueba son valores en cero o muy altos. (Barlas, 1996; Forrester & Senge, 1980). Para realizar esta prueba el modelo se sometió a condiciones extremas, las cuales fueron poner la demanda en cero lo que da como resultado que el modelo no realice ningún despacho pues no hay

demanda que suplir, también se puso la compra de energía en cero como resultado da que no hay energía que almacenar pues la energía que se compra es la que se almacena. Los resultados de estas pruebas se presentan en el Anexo2: Pruebas de condiciones extremas.

## 7.4 Prueba de comportamiento orientada a la estructura

Pruebas de sensibilidad: para esta prueba se deben establecer aquellos parámetros para los cuales el modelo es muy sensible y determinar si el sistema real también exhibe esta misma sensibilidad ante estos parámetros (Barlas, 1996). Para el análisis de sensibilidad se hace el incremento y disminución en las variables que se presenta en el Anexo3: Análisis de sensibilidad.

## 7.5 Prueba de validación del comportamiento

Para esta prueba se pueden realizar pruebas de patrones de comportamiento ya que la intención es poder ver si el modelo tiene la capacidad de reflejar los patrones de comportamiento del sistema real más fundamentales (Barlas, 1996; Forrester & Senge, 1980).

Reproducción del comportamiento: Evalúa que tanto el comportamiento del modelo refleja con el comportamiento del sistema real observado. Se interioriza en el comportamiento histórico.

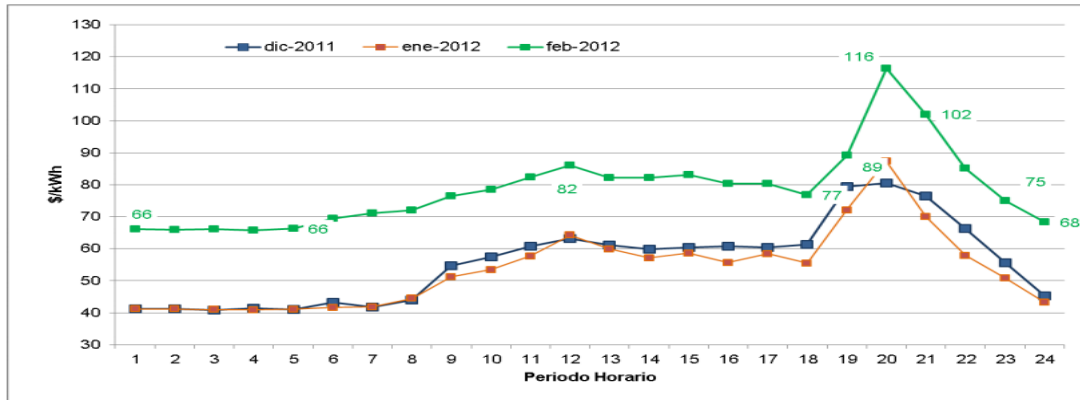
El sistema que se desea modelar se encuentra en estado de formación (almacenamiento de energía), dado que no se poseen datos históricos, lo que dificulta la comparación del modelo con el comportamiento histórico del sistema real y no es posible realizar la prueba como la de reproducción del comportamiento y otra la de predicción del comportamiento esta última es que tanto puede representar el comportamiento en el futuro. Por tal razón se realiza una validación por medio de la cual se busca comprobar si los comportamientos del modelo son lógicos y coherentes y van de acuerdo a la información y el conocimiento que se tiene sobre el sistema. Para lo antes mencionado se realiza la definición de las políticas, las cuales son expuestas más adelante.

### 7.5.1 Prueba de reproducción del comportamiento para el precio de energía

En la **Figura 7-2** podemos ver el precio de bolsa promedio por hora de la energía del mercado eléctrico Colombiano para los meses de diciembre del 2011 y enero, febrero de 2012 y en la **Figura 7-3** el precio de energía resultado de la simulación del modelo. Como se puede apreciar la **Figura 7-3** el precio de energía simulado por el modelo guarda una gran relación con la **Figura 7-2** ya que siguen el mismo comportamiento, inician con un respectivo precio en las primeras horas o horas valles y a medida que van avanzando las

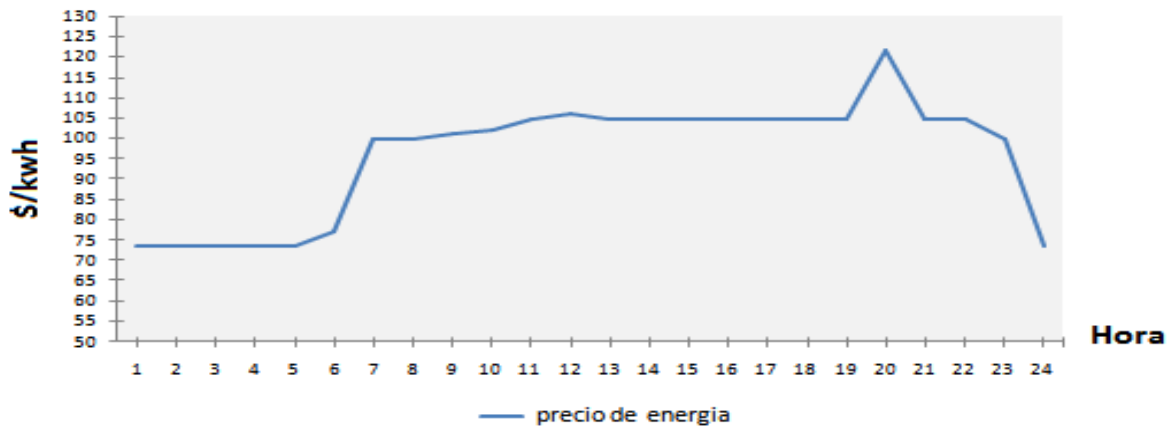
horas este precio va creciendo hasta llegar a un pico o máximo para luego regresar a los valores de las horas iniciales. Además entre las horas valles y hora pico de la **Figura 7-2** hay una diferencia entre 40- 50\$/KWh relación que el modelo conserva en la **Figura 7-3**.

**Figura 7-2:** Precios de bolsa promedio por hora



Fuente (XM, 2012)

**Figura 7-3:** Precio de la energía de la simulación del modelo



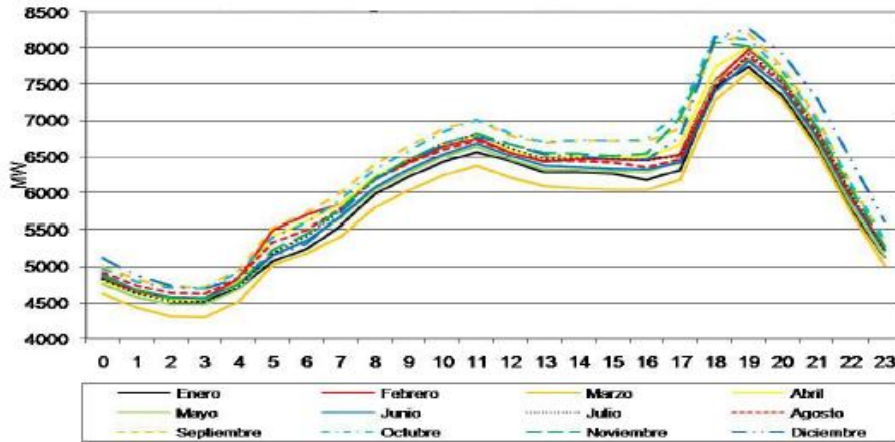
### 7.5.2 Prueba de reproducción del comportamiento para la curva de carga:

En la **Figura 7-4** podemos ver la curva de carga promedio anual de energía eléctrica para Colombia en el año 2008, para diferentes meses del año, y en la **Figura 7-5** la curva de carga de la simulación del modelo. Como se puede apreciar la **Figura 7-5** la curva de carga de la simulación, guarda una gran relación con la **Figura 7-4**, ya que siguen el mismo comportamiento, ambas tienen un valle en las primeras horas y a medida que va



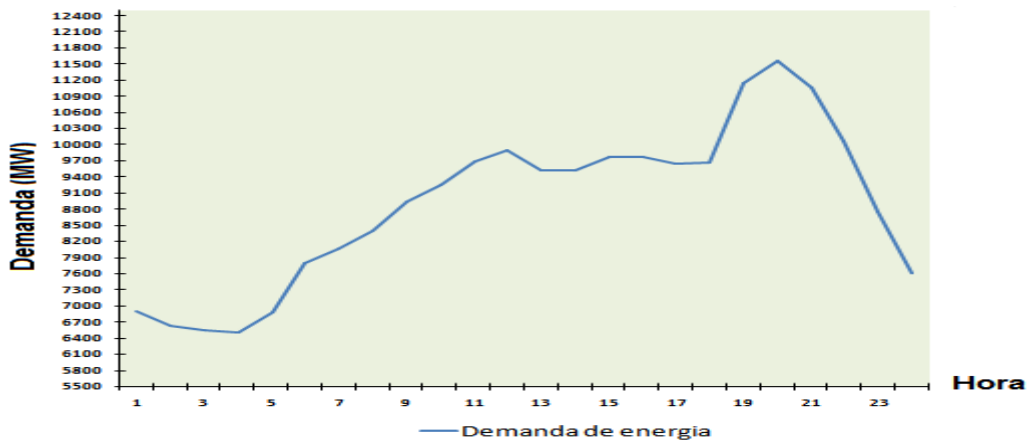
avanzando el tiempo tienen el primer pico en la hora 12am y posteriormente en las horas 18-20 tienen el pico más alto, por tanto se considera que tienen el comportamiento similar. También en la **Figura 7-6** podemos observar la variación de la curva de carga en el tiempo, la cual guarda el mismo comportamiento de la **Figura 7-5**.

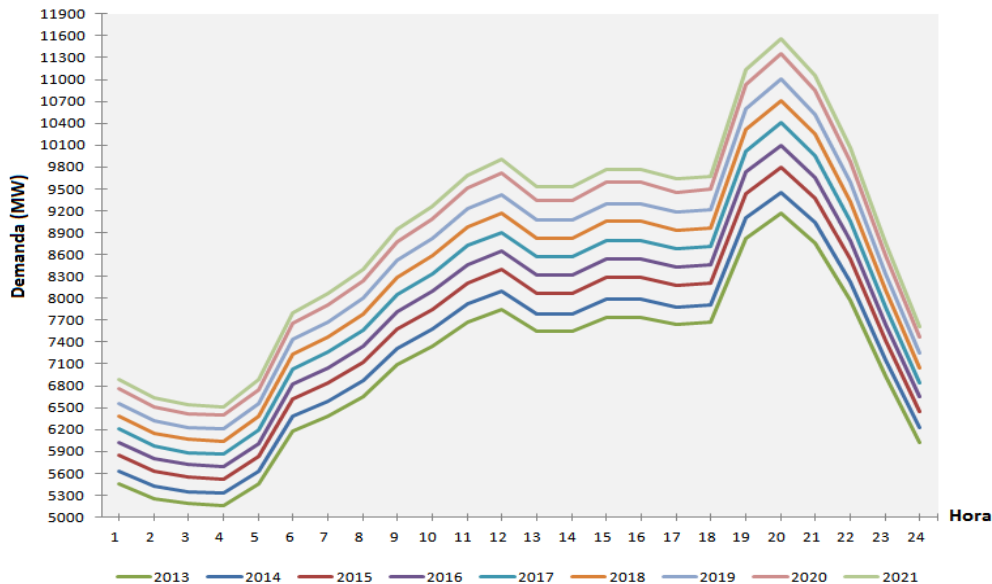
**Figura 7-4:** Curva de carga promedio anual de energía eléctrica en Colombia 2008



Fuente (Sánchez, 2009)

**Figura 7-5:** Curva de carga de la simulación del modelo



**Figura 7-6:** Variación de la curva de carga en el tiempo.

## 7. 6 Conclusiones

El proceso de validación para el modelo se soporta por las pruebas de validación que propone Barlas en el año 1996 las cuales están comprendidas en dos partes, la primera validación de la estructura y la segunda validación del comportamiento.

Las pruebas para el modelo se hicieron y no se presentó ningún comportamiento atípico o desfase de la realidad por lo contrario se aproxima a la realidad muy bien. La prueba de comportamiento para todo el modelo se tuvo muy presente, sin embargo solo se muestra la prueba de reproducción del comportamiento en detalle para la curva de carga y la curva de precio, dado que en estas dos curvas, es donde se va a reflejar el efecto del almacenamiento de electricidad en el mercado eléctrico mayorista de Colombia.

La validación es un proceso para determinar que tan confiable es el modelo que se ha hecho, y que lleva a un camino más seguro frente a un efecto del almacenamiento de energía que se desea ver; además del proceso de validación se debe tener presente el escenario base del modelo, dado que nos permitirá tener un punto de comparación para las políticas empleadas en el modelo, por tal razón en el próximo capítulo se verá el escenario base del modelo.

## CAPITULO 8

### ESCENARIO BASE

#### 8. 1 Introducción

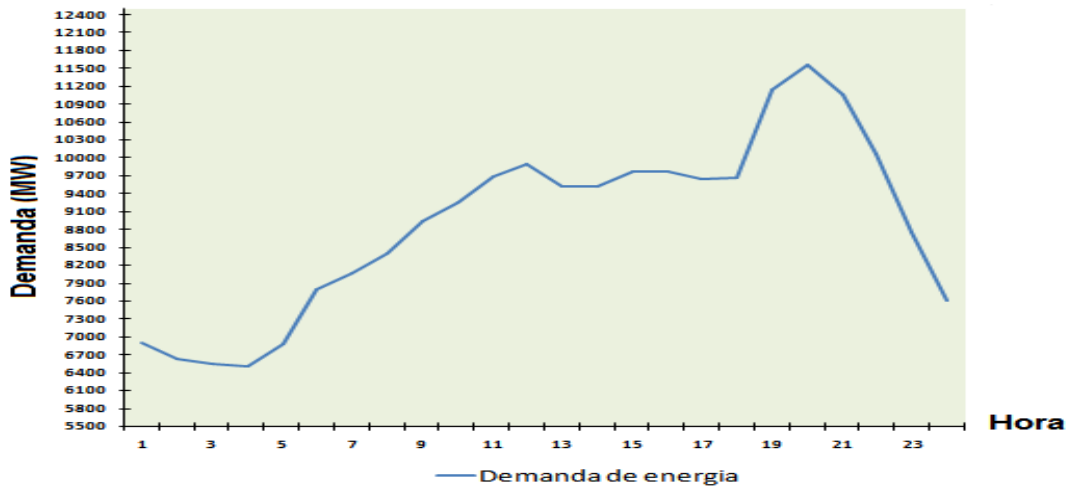
El escenario base es clave para observar si el sistema en estudio se comporta de manera adecuada y consistente frente a la realidad lo cual ayuda a la validación del modelo, además es en este escenario donde se aplican las diferentes políticas para determinar el comportamiento y cambios del modelo. El escenario base determina el estado del sistema actual, para este escenario se tiene el despacho para el cual lo relevante es la curva de carga o demanda y el precio de la energía, debido a que en estas dos curvas se verá el efecto del almacenamiento de energía por las tecnologías de hidro-bombeo y baterías. Este capítulo es relativamente corto debido a que solo se muestra el resultado de la curva de carga y la curva del precio de energía sin la participación de las tecnologías de almacenamiento es decir la tecnología de hidro-bombeo y de baterías.

#### 8. 2 Especificaciones y resultado del escenario base

En del modulo despacho de electricidad se tiene en cuenta la expansión en la capacidad de generación y el crecimiento de la demanda anual, pero no se tiene presente las tecnologías de almacenamiento de energía de hidro-bombeo ni de baterías inicialmente. La demanda es suplida con las capacidades de las tecnologías hidráulicas con embalse, hidráulica filo de agua, las térmicas de gas y carbón; además hay que tener presente que el costo de oferta de las hidráulicas dependen del nivel del embalse, donde se tiene que si el embalse tiene un bajo porcentaje de agua, el costo de oferta es más alto que el costo de oferta cuando el nivel del embalse tenga un porcentaje de agua alto. Y los costos de oferta de las térmicas de gas y carbón generalmente son más altos que los costos de oferta de las hidráulicas, sin embargo pueden ser más bajos que los costos de oferta de las hidráulicas cuando estas tienen un porcentaje de embalse bajo. Adicionalmente para esta modelo no se tiene en cuenta los cambios climáticos de La Niña y El Niño.

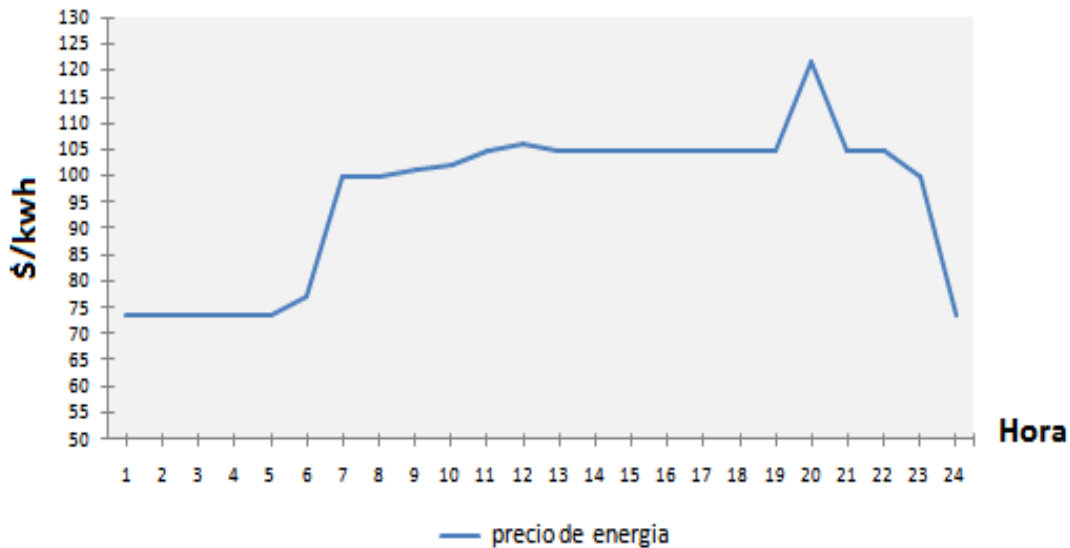
El resultado de la curva de carga se puede ver en la **Figura 8-1** donde se observa la capacidad de energía que se demanda en las diferentes horas del día, comenzando en las primeras horas del día o horas valles con una capacidad de demanda baja que va incrementándose a medida que van pasando las horas, hasta llegar a las horas picos donde la capacidad logra su máxima capacidad, hasta regresar a las capacidades relativamente igual a las de las primeras horas.

Figura 8-1: Curva de carga



Por otro lado se tiene el precio de la energía, donde en las primeras horas comienza con un precio relativamente bajo y a medida que van avanzando las horas el precio va creciendo hasta llegar a las horas pico donde alcanzan su máximo y para luego regresar generalmente al precio inicial. Lo anterior se puede observar en la **Figura 8-2**.

Figura 8-2: Precio de la energía



## 8. 3 Conclusiones

El escenario base determina el estado del sistema actual, para este escenario se tiene el despacho para el cual lo relevante es la curva de carga o demanda y el precio de la energía, debido a que en estas dos curvas se verá el efecto del almacenamiento de energía por las tecnologías de hidro-bombeo y baterías. Es de tener presente que los resultados que se obtienen para las dos curvas, no tienen en cuenta las tecnologías de almacenamiento por hidro-bombeo y baterías.

El escenario base nos permite tener un punto de comparación para las políticas empleadas en el modelo, donde se puede hacer referencia de las políticas que mejor resultado proporcionan al modelo, en el próximo capítulo tendremos las políticas empleadas para el modelo.

## CAPITULO 9

# DEFINICIÓN DE POLÍTICAS

### 9. 1 Introducción

Las políticas que se analizan en el modelo son determinadas por la modificación de algunos parámetros del sistema, donde se desean ver los diferentes comportamientos y patrones que se presentan en el sistema. Por tal razón se definieron diferentes políticas y se corre el modelo con las especificaciones de cada política, para ver el comportamiento del efecto del almacenamiento de energía teniendo presente las tecnologías de almacenamiento por hidro-bombeo y baterías, además se desea ver cual política tiene mayor efecto en la curva de carga y en la curva del precio de energía. En este capítulo se evalúan las políticas para las tecnologías de hidro-bombeo y baterías, comenzando con las políticas de la tecnología de hidro-bombeo las cuales son definidas mediante un análisis por escenarios, para ambas tecnologías. Finalmente se hace calcula del costo de operación con el fin de ver cuánto se ahorraría el sistema eléctrico implementado el almacenamiento de energía, teniendo presente solo la disminución del precio de energía, esto se hace para la tecnología de hidro-bombeo la cual tiene efecto significativo en el precio.

### 9. 2 Justificación de las políticas

La justificación de las políticas implementadas para el modelo se basa en una variable y es la capacidad de las tecnologías. La capacidad de almacenamiento por hidro-bombeo, en los países que lo tienen, es casi el 6% de la capacidad total de generación de respectivos países. Luego se decidió empezar a aplicar cantidades relativamente pequeñas de capacidad para el hidro-bombeo, hasta llegar casi al 6% de la capacidad total de generación de energía de Colombia, esto con el fin de ver su efecto en la curva de carga y en la curva de precios de la energía. Para la tecnología de almacenamiento de energía por baterías, la capacidad máxima de los países que tienen implementado esta tecnología, va hasta 40MW aunque países como Japón en el futuro tienen proyectos de implementación de esta tecnología con capacidad de más de 100MW. Por tanto se decidió comenzar con una capacidad de 8,7MW para las baterías, hasta 100,5MW esto con el fin de ver su efecto en la curva de carga y en la curva de precios de la energía. Además el tiempo que se usa para las horas valle y pico se basan en las horas que utilizan las tecnologías para almacenar energía. Lo antes dicho se resume de mejor forma en la **Tabla 9-1**. Las cuáles son las políticas que se evalúan para ver el efecto del almacenamiento por bombeo y baterías en el mercado eléctrico mayorista Colombiano.

**Tabla 9-1:** Políticas para el efecto del almacenamiento por bombeo y baterías

Tecnología	Tiempo		Capacidad	Política	Razón
	Hora valle	Hora pico			
Bombeo	1h-5h am	19h- 22h pm	100MW	1	La capacidad de almacenamiento por hidrobombeo, en los países que lo tienen, es casi el 6% de la capacidad total de generación. Luego se desea empezar a aplicar cantidades relativamente pequeñas, hasta llegar casi al 6% de la capacidad de generación del país; para ver su efecto.
			400MW	2	
			800MW	3	
Batería	1h- 3h am	19h-20h pm	8,7MW	1	La capacidad máxima de los países que tienen implementado esta tecnología, va hasta 40MW. Se desea comenzar con 8,7MW e ir un poco más allá, hasta 100,5MW; para ver su efecto.
			40,6MW	2	
			100,5MW	3	

### 9.3 Políticas de las tecnologías

El efecto a evaluar tanto en la curva de carga como en la del precio es ver si hay aumento y disminución con la participación de las tecnologías de hidro-bombeo o baterías en tales curvas, además observar si el efecto es representativo, para de la curva de carga si ayuda alisar la curva de carga, y para la curva de precio ver si este aumenta o disminuye. A continuación se muestran los escenarios para el hidro-bombeo, posteriormente los escenarios para las baterías y finalmente los escenarios de las dos tecnologías juntas.

#### 9.3.1 Políticas de la tecnología de Hidro-bombeo

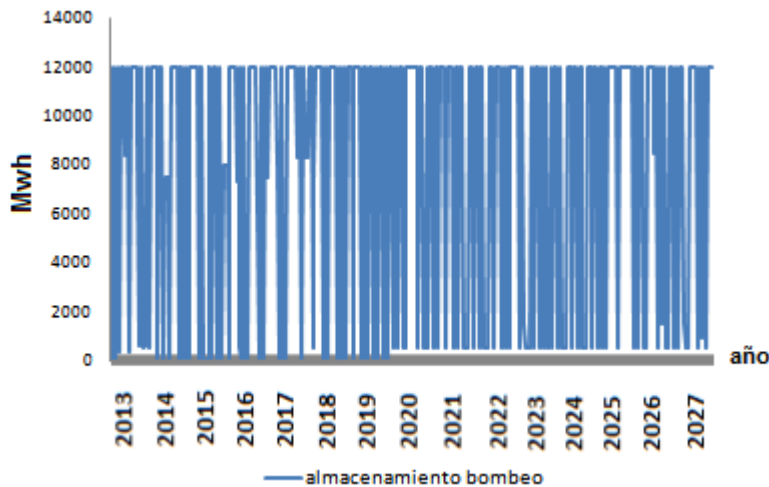
##### 9.3.1.1 Política 1 para la tecnología de Hidro-bombeo

En el primer escenario se aplica la primera política de la **Tabla 9-1** en la tecnología de hidro-bombeo, donde se implementa la capacidad de 100MW. Se compra energía eléctrica de 1-5am y, se vende energía de la 19-22pm. En la **Figura 9-1** se puede ver el almacenamiento de energía de hidro-bombeo la cual almacena lo que genera, como el hidro-bombeo tiene capacidad de 100MW y esta genera durante las horas picos de 19-

22pm (el paso del modelo es un mes, solo que se muestran los resultados anuales), luego tenemos que la generación mensual de hidro-bombeo es la siguiente:

$$\text{Generacion mensual de hidrobombeo} = 100\text{MW} \times 4\text{h} \times 30\text{días} = 1200\text{MWh}$$

**Figura 9-1:** Almacenamiento Hidro-bombeo



Este almacenamiento debido a la política 1, genera unas ganancias a las cuales, se calcula el valor presente neto de tres formas, donde todas estas tienen la base de la primera, solo que hay unas pequeñas variaciones para la segunda y tercer forma: La primera forma se calcula teniendo en cuenta los ingresos (venta energía almacenada por precio en pico) y gastos (compra de energía por precio en valle menos costo de operación y mantenimiento). La segunda forma considera el costo de transmisión y la tercera forma cambia en el precio de venta, por un precio de contrato. Para el cálculo de los valores presentes netos se hace con la fórmula de Excel VNA y se usan los datos que se presentan en el Anexo3: Datos valores presentes netos.

En la **Tabla 9-2** se presenta el resultado del valor presente neto, con las respectivas variaciones antes mencionadas, el valor presente neto calculado de la primera forma es el mayor de las tres y es positivo lo que implica una viabilidad.

**Tabla 9-2:** Valor presente neto

Formas	Valor presente neto
1	\$23.613.370.668
2	\$-242.611.173.700
3	\$-141.731.533.037

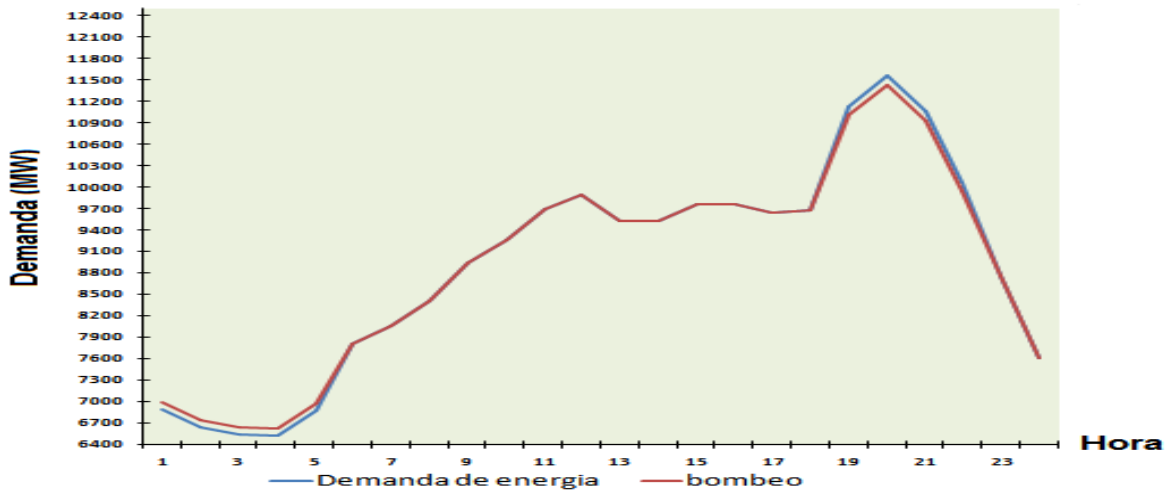
Conjuntamente en las **Figuras 9-2 y 9-3** se puede ver los efectos en la curva de carga y en el precio de energía para la aplicación de la política 1. Se puede observar en la **Figura**



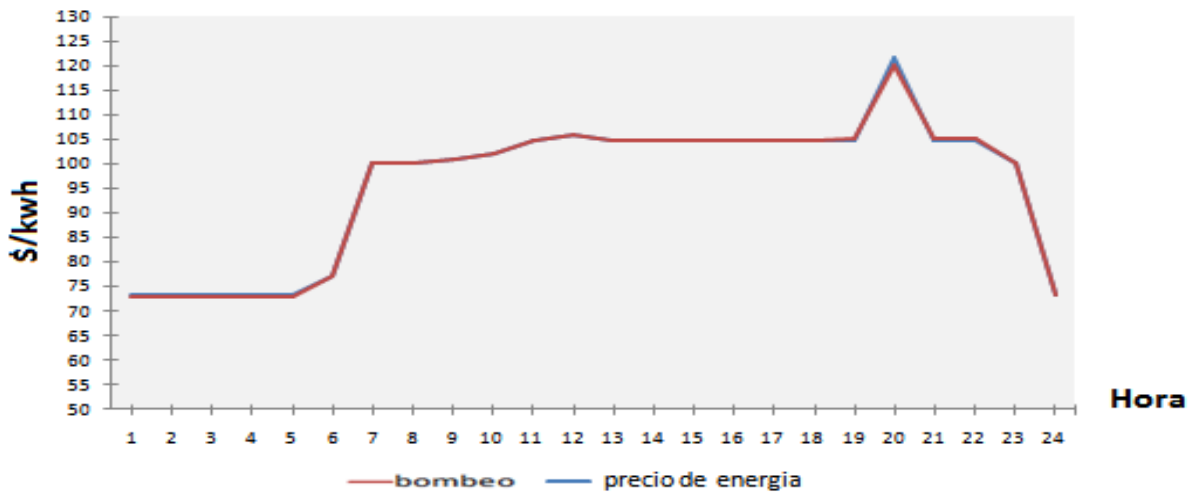
9-2 la demanda de energía o curva de carga en azul, la cual tiene un leve aumento en las 5 primeras horas del día y una leve disminución en las horas pico de 19 a 22 pm, resultado se ve en la **Figura 9-2** como bombeo en rojo, además lo antes mencionado de aumento y disminución en la curva de carga, se debe por la compra de energía en las primeras horas de la tecnología de hidro-bombeo para almacenar energía, y venderla en las horas pico; el efecto que se tiene en la curva de carga no es representativo para alisar la curva.

Por otro lado se observa en la **Figura 9-3** el precio de energía sin hidro-bombeo en azul y con hidro-bombeo se representa con bombeo en rojo, y el resultado no muestra mayor efecto en el precio con la participación de la tecnología de hidro-bombeo.

**Figura 9-2:** Efecto en la Curva de carga por almacenamiento bombeo



**Figura 9-3:** Efecto en el precio por almacenamiento bombeo

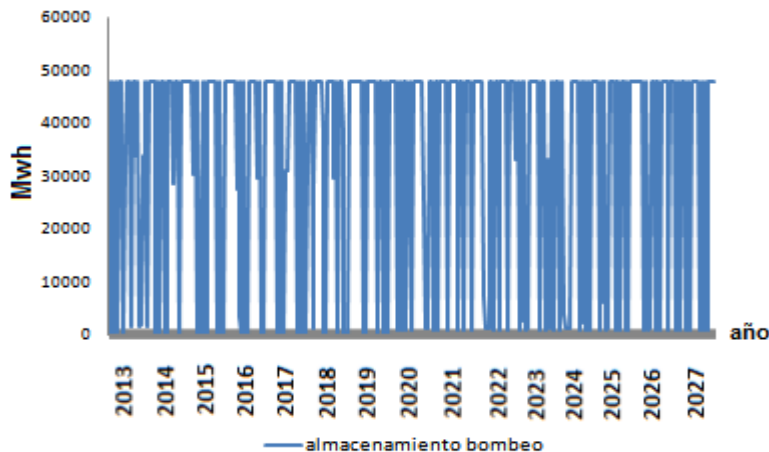


### 9.3.1.2 Política 2 para la tecnología de Hidro-bombeo

En el segundo escenario se aplica la segunda política de la **Tabla 9-1** en la tecnología de hidro-bombeo, donde se implementa la capacidad de 400MW. Se compra energía eléctrica de 1-5am, se vende energía de la 19-22pm. En la **Figura 9-4** se puede ver el almacenamiento de energía de hidro-bombeo la cual almacena lo que genera, como hidro-bombeo tiene capacidad de 400MW y esta genera durante las horas picos de 19-22pm (el paso del modelo es un mes, solo que se dan los resultados en años), luego tenemos que la generación mensual de hidro-bombeo es la siguiente:

$$\text{Generacion mensual de hidrobombeo} = 400\text{MW} \times 4\text{h} \times 30\text{dias} = 4800\text{MWh}$$

**Figura 9-4:** Almacenamiento Hidro-bombeo



Este almacenamiento debido a la política 2, genera unas ganancias a las cuales se les calcula el valor presente neto; de la misma forma que en la política 1.

En la **Tabla 9-3** se presenta el resultado del valor presente neto, con las respectivas variaciones antes mencionadas, el valor presente neto calculado de la primer forma es el mayor de las tres y es positivo lo que implica una viabilidad.

**Tabla 9-3:** Valor presente neto

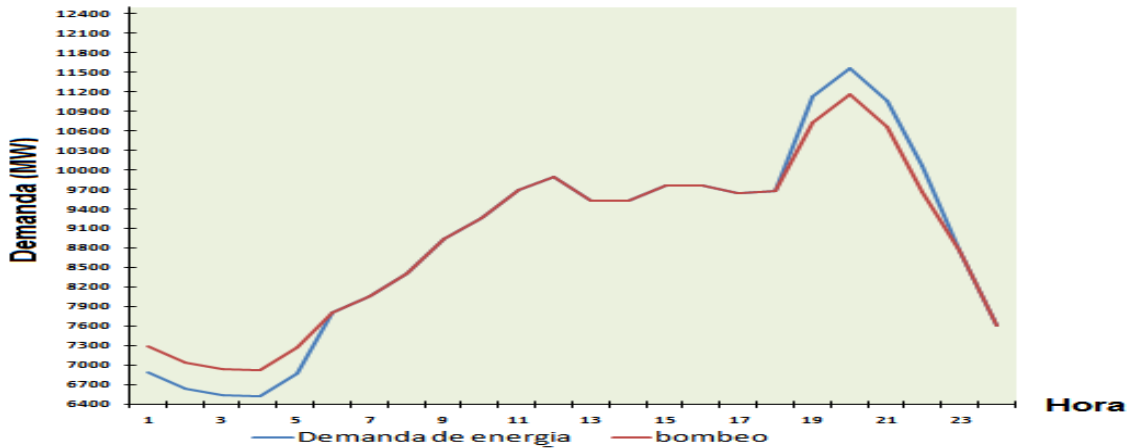
Formas	Valor presente neto
1	\$160.034.348.690
2	\$-692.032.151.722
3	\$-526.896.252.889

Conjuntamente en las **Figuras 9-5 y 9-6** se puede ver los efectos en la curva de carga y en el precio de energía para la aplicación de la segunda política. Se puede observar en la **Figura 9-5** la demanda de energía o curva de carga en azul, la cual tiene un aumento en

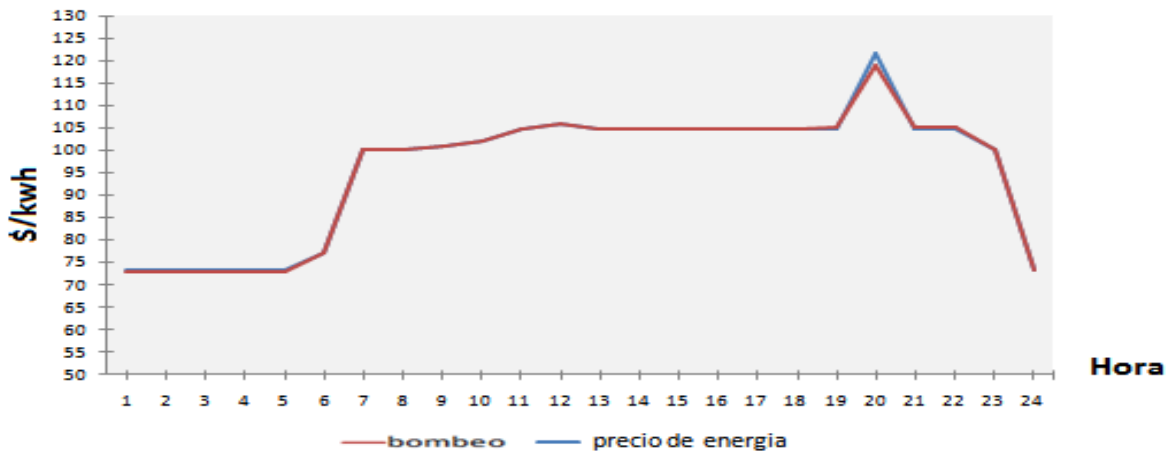
las 5 primeras horas del día y una disminución en las horas pico de 19 a 22 pm, resultado que se ve en la **Figura 9-5** como bombeo en rojo, además de lo antes mencionado el aumento y disminución en la curva de carga, se debe por la compra de energía en las primeras horas de la tecnología de hidro-bombeo para almacenar energía, y venderla en las horas pico; el efecto que se tiene en la curva de carga empieza a ser representativo para alisar la curva.

Por otro lado se observa en la **Figura 9-6** el precio de energía sin hidro-bombeo en azul y con hidro-bombeo se representa con bombeo en rojo, y el resultado muestra que hay una pequeño disminución en el precio aproximadamente de 1\$/KWh en las horas pico debido a la participación de la tecnología de hidro-bombeo, pero el efecto no es muy significativo.

**Figura 9-5:** Efecto en la Curva de carga por almacenamiento bombeo



**Figura 9-6:** Efecto en el precio por almacenamiento bombeo

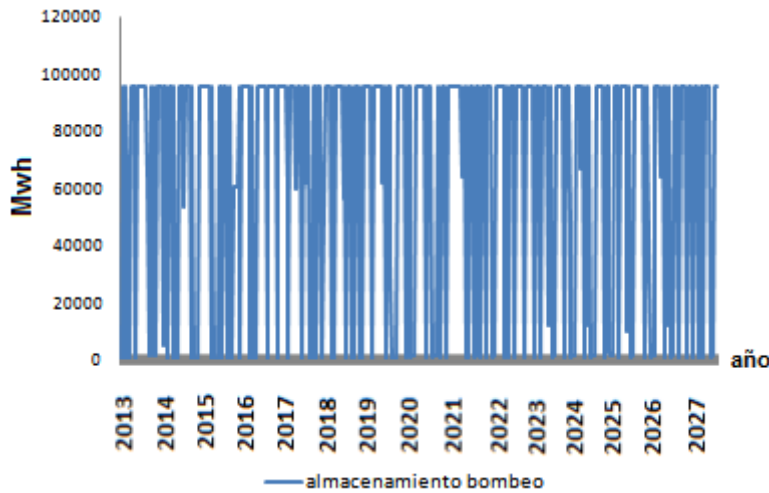


### 9.3.1.3 Política 3 para la tecnología de Hidro-bombeo

En el tercer escenario se aplica la política 3 de la **Tabla 9-1** en la tecnología de hidro-bombeo, donde se implementa la capacidad de 800MW. Se compra energía eléctrica de 1-5am, se vende energía de la 19-22pm. En la **Figura 9-7** se puede ver el almacenamiento de energía de hidro-bombeo la cual almacena lo que genera, como hidro-bombeo tiene capacidad de 800MW y esta genera durante las horas picos de 19-22pm (el paso del modelo es un mes, solo que se dan los resultados en años), luego tenemos que la generación mensual de hidro-bombeo es la siguiente:

$$\text{Generacion mensual de hidrobombeo} = 800\text{MW} \times 4\text{h} \times 30\text{dias} = 9600\text{MWh}$$

**Figura 9-7:** Almacenamiento Hidro-bombeo



Al realizar el mismo análisis de las políticas anteriores, en la **Tabla 9-4** se presenta el resultado del valor presente neto, con las respectivas variaciones antes mencionadas, el valor presente neto calculado de la primer forma es el mayor de las tres y es positivo lo que implica una viabilidad.

**Tabla 9-4:** Valor presente neto

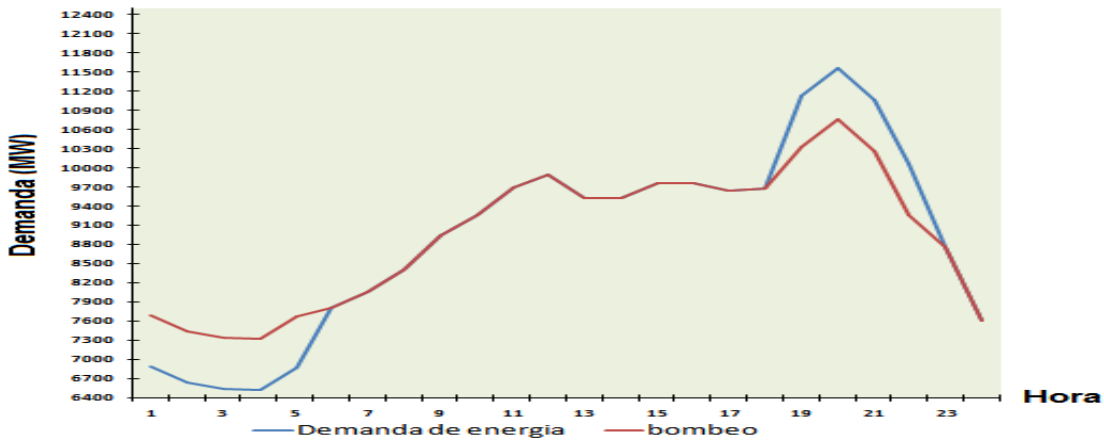
Formas	Valor presente neto
1	\$308.960.650.392
2	\$-2.088.958.453.425
3	\$-1.060.572.742.251

Conjuntamente en las **Figuras 9-8 y 9-9** se puede ver los efectos en la curva de carga y en el precio de energía para la aplicación de la política 3. Se puede observar en la **Figura 9-8** la demanda de energía o curva de carga en azul, la cual tiene un aumento en las 5

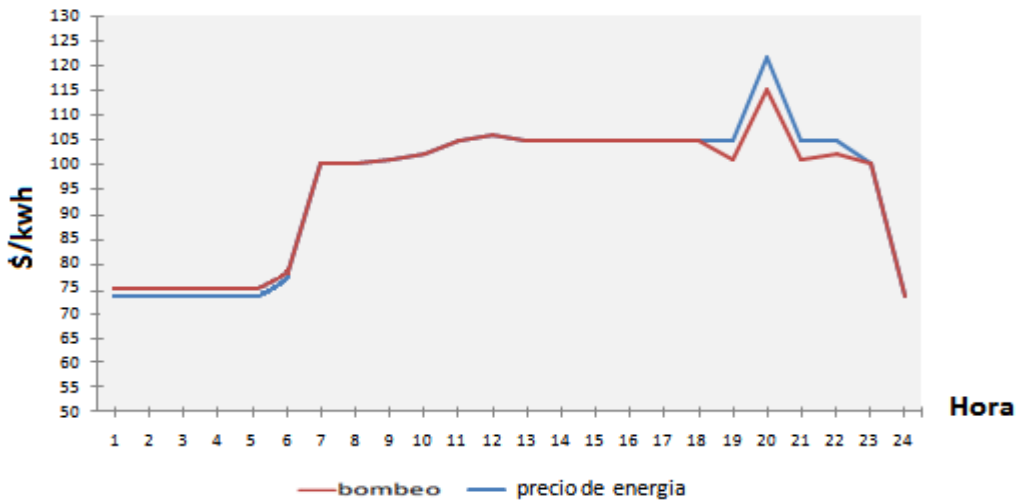
primeras horas del día y una disminución en las horas pico de 19 a 22 pm, resultado se ve en la **Figura 9-8** como bombeo en rojo, además lo antes mencionado de aumento y disminución en la curva de carga, se debe por la compra de energía en las primeras horas de la tecnología de hidro-bombeo para almacenar energía, y venderla en las horas pico; el efecto que se tiene en la curva de carga es representativo para alisar la curva, debido que se desearía tener una demanda lineal en todas las horas del día y este resultado ayuda un poco a estar más cerca de este propósito.

Por otro lado se observa en la **Figura 9-9** el precio de energía sin hidro-bombeo en azul y con hidro-bombeo se representa con bombeo en rojo, y el resultado muestra que hay efecto de aumento del precio en las 5 primeras horas y de disminución en el precio en las horas pico aproximadamente de 5 \$/KWh, debido a la participación de la tecnología de hidro-bombeo, el efecto empieza a ser significativo.

**Figura 9-8:** Efecto en la Curva de carga por almacenamiento bombeo



**Figura 9-9:** Efecto en el precio por almacenamiento bombeo



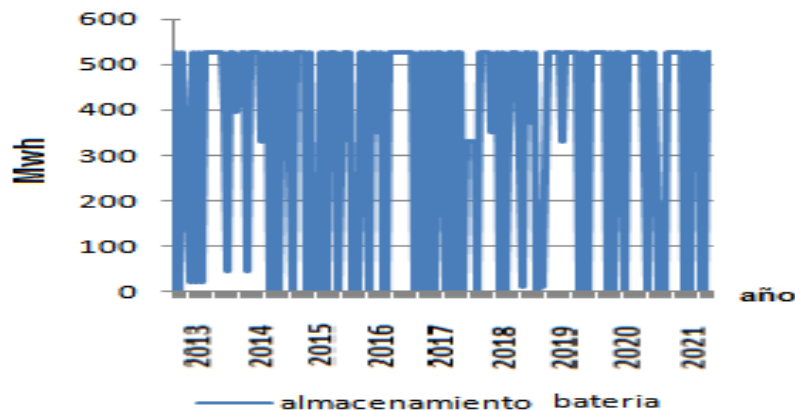
## 9.3.2 Políticas para la tecnología de Batería

### 9.3.2.1 Políticas 1 para la tecnología de Batería

En el primer escenario se aplica la primera política de la **Tabla 9-1** en la tecnología de batería, donde se implementa la capacidad de 8,7MW. Se compra energía eléctrica de 1-3am, se vende energía de la 19-20pm. En la **Figura 9-10** se puede ver el almacenamiento de energía de batería la cual almacena lo que genera, como batería tiene capacidad de 8.7MW y esta genera durante las horas picos de 19-20pm (el paso del modelo es un mes, solo que se dan los resultados en años), luego tenemos que la generación mensual de batería es la siguiente:

$$\text{Generacion mensual de hidrobombeo} = 8,7\text{MW} \times 2\text{h} \times 30\text{dias} = 522\text{MWh}$$

**Figura 9-10:** Almacenamiento batería



Este almacenamiento debido a la política 1, genera unas ganancias a las cuales, se calcula el valor presente neto de tres formas; donde todas estas tienen la base de la primera, solo que hay unas pequeñas variaciones para la segunda y tercer forma: La primera forma se calcula normal teniendo en cuenta los ingresos (venta energía almacenada por precio en pico) y gastos (compra de energía por precio en valle menos costo de operación y mantenimiento). La segunda forma considera el costo de transmisión y la tercera forma cambia en el precio de venta, por un precio de contrato. Para el cálculo de los valores presentes netos se hacen con la fórmula de Excel VNA y se usan los datos que se presentan en el Anexo3: Datos valores presentes netos.

En la **Tabla 9-5** se presenta el resultado del valor presente neto, con las respectivas variaciones antes mencionadas, el valor presente neto calculado de la primera forma es el mayor de las tres y es negativo lo que implica una no viabilidad.

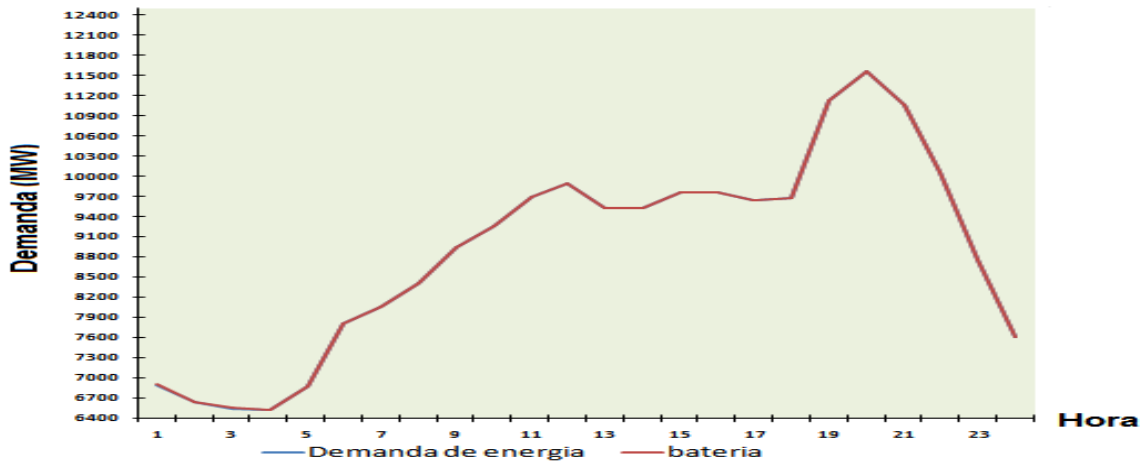
**Tabla 9-5:** Valor presente neto

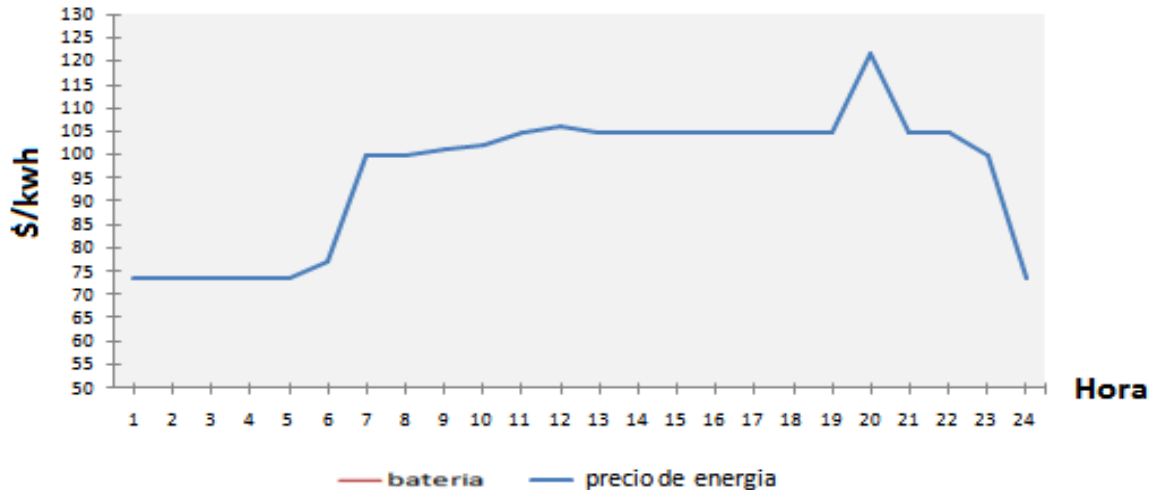
Formas	Valor presente neto
1	\$-2.028.898.161
2	\$-2.028.937.920
3	\$-2.162.845.556

Conjuntamente en las **Figuras 9-11 y 9-12** se puede ver los efectos en la curva de carga y en el precio de energía para la aplicación la política 1. Se puede observar en la **Figura 9-11** la demanda de energía o curva de carga en azul, la cual tiene un diminuto aumento en las 3 primeras horas del día y una diminuta disminución en las horas pico de 19 a 20pm, resultado que no se percibe, pero se ve en la **Figura 9-11** como batería en rojo, además lo antes mencionado de aumento y disminución en la curva de carga, se debe por la compra de energía en las primeras horas de la tecnología de batería para almacenar energía, y venderla en las horas pico; el efecto que se tiene en la curva de carga no es representativo para alisar la curva.

Por otro lado se observa en la **Figura 9-12** el precio de energía sin batería en azul y con batería se representa con batería en rojo, y el resultado no muestra un efecto en el precio con la participación de la tecnología de batería.

**Figura 9-11:** Efecto en la Curva de carga por almacenamiento batería



**Figura 9-12:** Efecto en el precio por almacenamiento batería

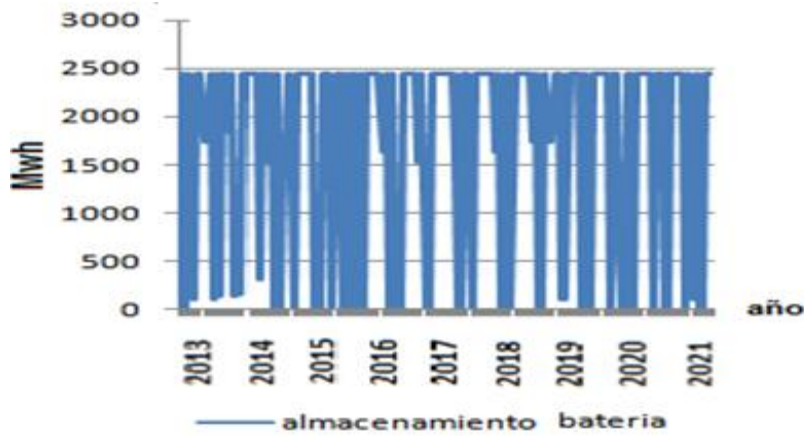
### 9.3.2.2 Política 2 para la tecnología de Batería

En el segundo escenario se aplica la segunda política de la **Tabla 9-1** en la tecnología de batería, donde se implementa la capacidad de 40,6MW. Se compra energía eléctrica de 1-3am, se vende energía de la 19-20pm. En la **Figura 9-13** se puede ver el almacenamiento de energía de batería la cual almacena lo que genera, como batería tiene capacidad de 40,6MW y esta genera durante las horas picos de 19-20pm (el paso del modelo es un mes, solo que se dan los resultados en años), luego tenemos que la generación mensual de batería es la siguiente:

$$\text{Generacion mensual de hidrobombeo} = 40,6\text{MW} \times 2\text{h} \times 30\text{dias} = 2436\text{MWh}$$



**Figura 9-13:** Almacenamiento batería



Este almacenamiento debido a la política 2, genera unas ganancias a las cuales se les calcula el valor presente neto; de la misma forma que en la política 1.

En la **Tabla 9-6** se presenta el resultado del valor presente neto, con las respectivas variaciones antes mencionadas, el valor presente neto calculado de la primer forma es el mayor de las tres y es negativo lo que implica una no viabilidad.

**Tabla 9-6:** Valor presente neto

Formas	Valor presente neto
1	\$-9.453.855.117
2	\$-9.453.894.877
3	\$-10.078.931.339

Conjuntamente en las **Figuras 9-14 y 9-15** se puede ver los efectos en la curva de carga y en el precio de energía para la aplicación de la segunda política. Se puede observar en la **Figura 9-14** la demanda de energía o curva de carga en azul, la cual tiene un diminuto aumento en las 3 primeras horas del día y una diminuta disminución en las horas pico de 19 a 20pm, resultado que no se alcanza a percibir bien, pero se ve en la **Figura 9-14** como batería en rojo, además lo antes mencionado de aumento y disminución en la curva de carga, se debe por la compra de energía en las primeras horas de la tecnología de batería para almacenar energía, y venderla en las horas pico; el efecto que se tiene en la curva de carga no es representativo para alisar la curva. Por otro lado se observa en la **Figura 9-15** el precio de energía sin batería en azul y con batería se representa con batería en rojo, y el resultado no muestra un efecto en el precio con la participación de la tecnología de batería.

Figura 9-14: Efecto en la Curva de carga por almacenamiento batería

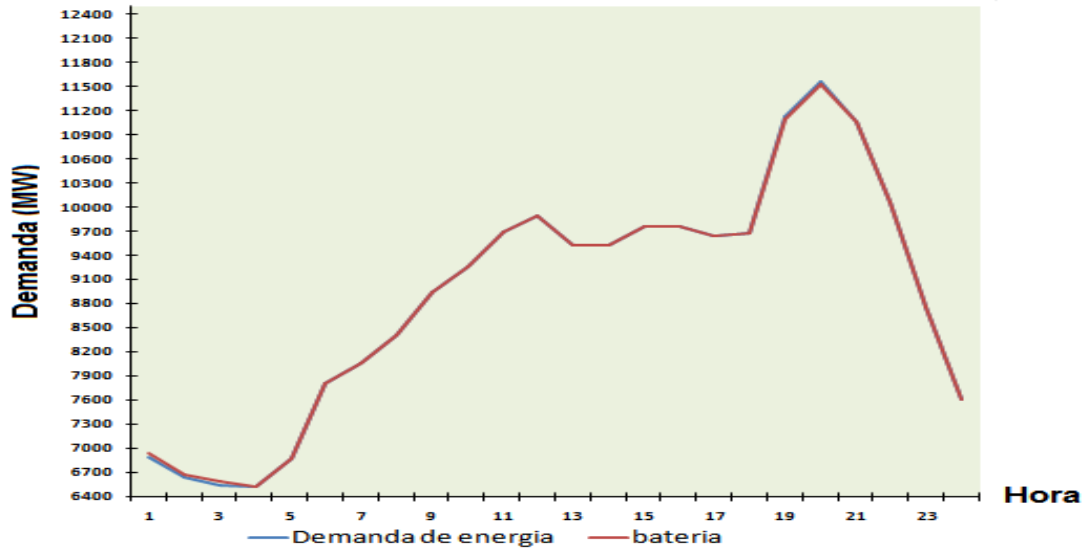
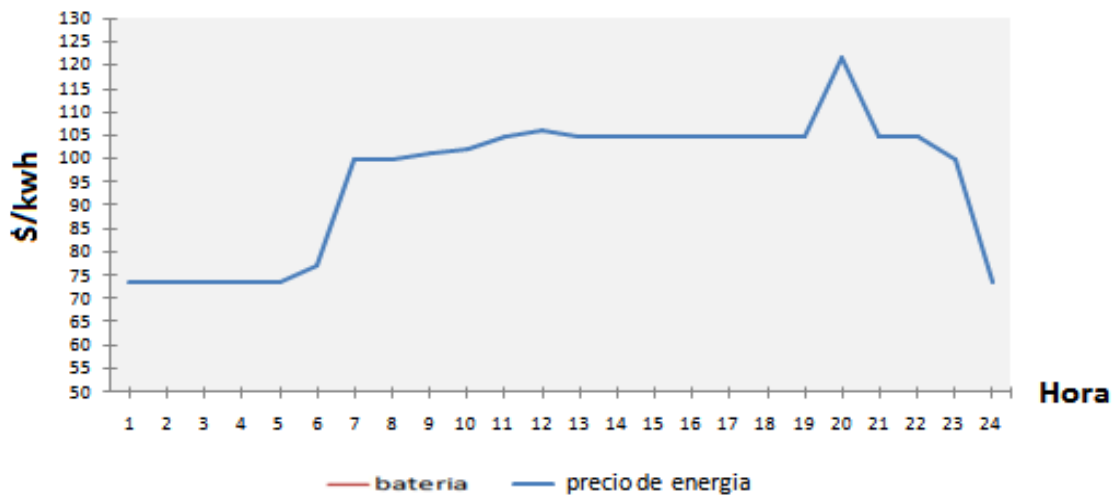


Figura 9-15: Efecto en el precio por almacenamiento batería



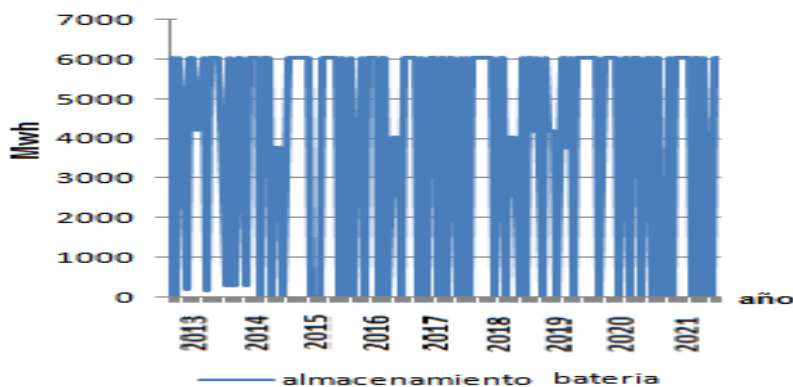
### 9.3.2.3 Política 3 para la tecnología de Batería

En el tercer escenario se aplica la tercera política de la **Tabla 9-1** en la tecnología de batería, donde se implementa la capacidad de 100,5MW. Se compra energía eléctrica de 1-3am, se vende energía de la 19-20pm. En la **Figura 9-16** se puede ver el almacenamiento de energía de batería la cual almacena lo que genera, como batería tiene capacidad de 100,5MW y esta genera durante las horas picos de 19-20pm (el paso

del modelo es un mes, solo que se dan los resultados en años), luego tenemos que la generación mensual de batería es la siguiente:

$$\text{Generacion mensual de hidrobombeo} = 100,5\text{MW} \times 2\text{h} \times 30\text{días} = 6030\text{MWh}$$

**Figura 9-16:** Almacenamiento batería



Este almacenamiento debido a la política 3, genera unas ganancias a las cuales se les calcula el valor presente neto; de la misma forma que en la política 1.

En la **Tabla 9-7** se presenta el resultado del valor presente neto, con las respectivas variaciones antes mencionadas, el valor presente neto calculado de la primer forma es el mayor de las tres y es negativo lo que implica una no viabilidad.

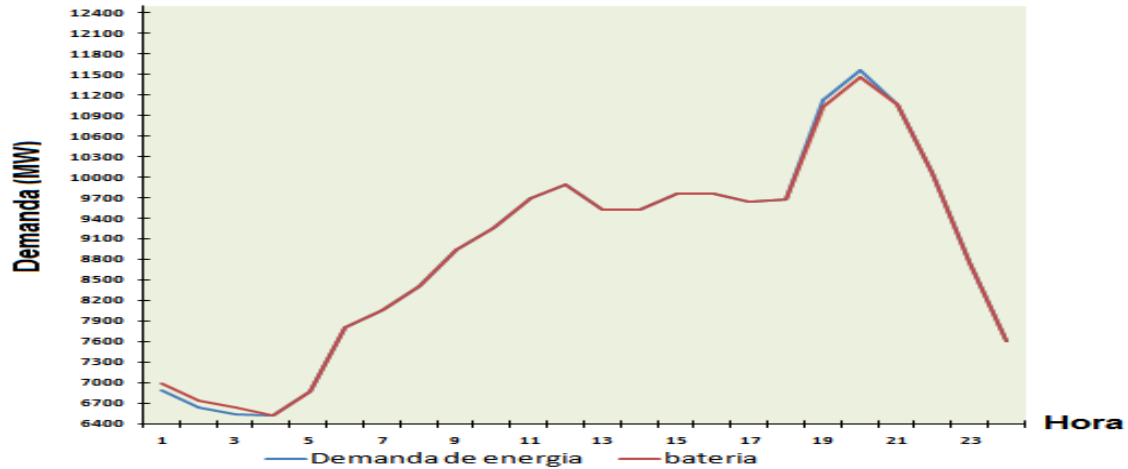
**Tabla 9-7:** Valor presente neto

Formas	Valor presente neto
1	\$-23.527.360.300
2	\$-23.527.400.059
3	\$-25.025.452.305

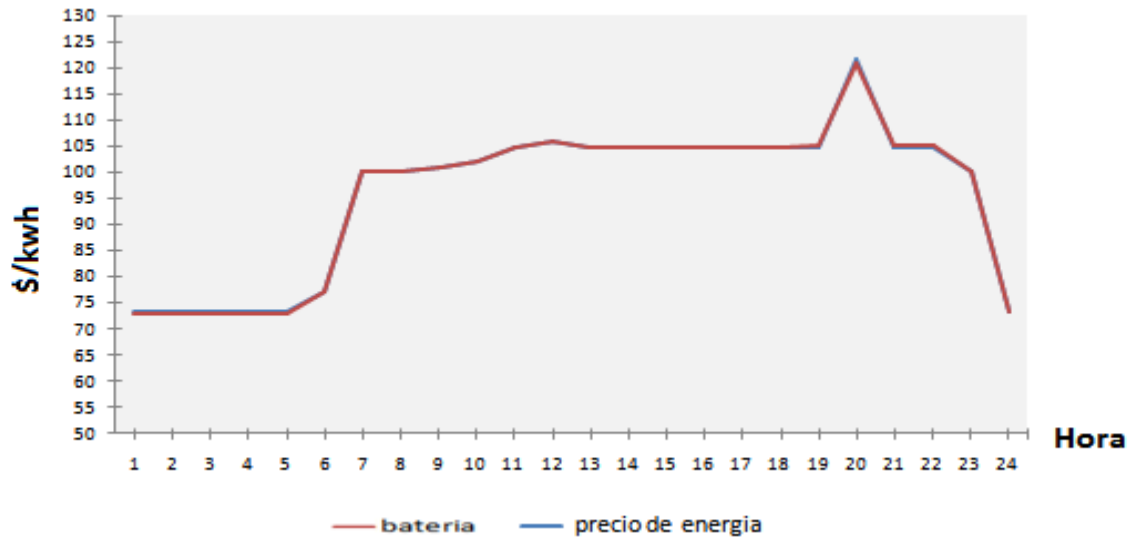
Conjuntamente en las **Figuras 9-16 y 9-17** se puede ver los efectos en la curva de carga y en el precio de energía para la aplicación de la política 3. Se puede observar en la **Figura 9-16** la demanda de energía o curva de carga en azul, la cual tiene un leve aumento en las 3 primeras horas del día y una leve disminución en las horas pico de 19 a 20pm, el resultado se ve en la **Figura 9-16** como batería en rojo, además lo antes mencionado de aumento y disminución en la curva de carga, se debe por la compra de energía en las primeras horas de la tecnología de batería para almacenar energía, y venderla en las horas pico; el efecto que se tiene en la curva de carga no es representativo para alisar la curva. Por otro lado se observa en la **Figura 9-17** el precio de

energía sin batería en azul y con batería se representa con batería en rojo, y el resultado no muestra un efecto en el precio con la participación de la tecnología de batería.

**Figura 9-17:** Efecto en la Curva de carga por almacenamiento batería



**Figura 9-18:** Efecto en el precio por almacenamiento batería



## 9.4 Costo de operación

El costo de operación se hace con el fin de ver cuánto se ahorraría el sistema eléctrico implementado el almacenamiento de energía, teniendo presente solo la disminución del precio de energía, debido a la presencia del almacenamiento de energía por hidro-bombeo, dado que esta fue la tecnología que arrojó un efecto de disminución en el precio de energía con su participación en la generación del precio de energía.

El costo de operación se define así:

$$\sum_{i=1}^{24} (\text{Precio de energía sinhidrobombeo} \times \text{Demanda sinhidrobombeo} \\ - \text{Precio de energía conhidrobombeo} \times \text{Demanda sinhidrobombeo})$$

Este costo de operación se calcula para las políticas dos y tres de la tecnología de hidro-bombeo, el cual se puede ver en la **Tabla 9-8**. El resultado de las dos políticas empleadas, el más alto esta dado por la política 3, en porcentaje es igual al 0.8% el cual es relativamente bajo; luego el ahorro que se obtiene implementando el almacenamiento por hidro-bombeo parece prometedor en el sistema.

**Tabla 9-8:** Costo de operación

Costo de operación	Precio energía x Demanda	Resultado
Sin hidro-bombeo	\$20.896.584,33	\$20.896.584,33
Con hidro-bombeo Política 2	\$20.865.407,67	\$31.176,65
Con hidro-bombeo Política 3	\$20.700.165,44	\$176.422,10

## 9.5 Conclusiones

Las políticas de almacenamiento de energía que tuvieron más efecto en la curva de carga y de precio para la tecnología de almacenamiento de hidro-bombeo fueron la política 2 y 3. Para la política 2 (implementación de capacidad de 400MW) se tiene que: La curva de carga, tiene un aumento en las 5 primeras horas del día y una disminución en las horas pico de 19 a 22 pm, el efecto que se tiene en la curva de carga empieza a ser representativo para alisar la curva. Mientras que para el precio, hay una pequeña disminución en el precio en las horas pico aproximadamente de 1 \$/KWh, con la participación de la tecnología de hidro-bombeo, pero el efecto no es significativo.

Para la Política 3 (implementación de capacidad de 800MW) se tiene que la curva de carga, tiene un aumento en las 5 primeras horas del día y una disminución en las horas pico de 19 a 22pm, el efecto que se tiene en la curva de carga es representativo para alisar la curva, debido que el ideal debería ser, tener una demanda lineal en todas las horas del día y este resultado ayuda un poco a estar más cerca de tal propósito. Mientras que para el precio, hay efecto de disminución en el precio en las horas pico aproximadamente de 5 \$/KWh, debido a la participación de la tecnología de hidro-bombeo, el efecto empieza a ser significativo y la disminución es mucho mayor que el obtenido por la política 2. Luego la política de la tecnología de hidro-bombeo, que tiene más efecto tanto en la curva de carga como en la curva del precio de energía es la política 3 por las razones antes mencionadas.

Las políticas de almacenamiento de energía que tuvieron más efecto en la curva de carga y de precio para la tecnología de almacenamiento de baterías fueron la política 2 y 3. Para la política 2 (implementación de capacidad de 40,6MW) se tiene que la curva de carga, tiene un pequeño aumento en las 3 primeras horas del día y una pequeña disminución en las horas pico de 19 a 20 pm, el efecto que se tiene en la curva de carga no es representativo para alisar la curva. Mientras que para el precio, no hay un efecto con la participación de la tecnología de batería. Para la Política 3 (implementación de capacidad de 100,5MW) se tiene que: La curva de carga, tiene un leve aumento mayor que en la política 1, en las 3 primeras horas del día y una leve disminución mayor que en la política 1, en las horas pico de 19 a 20 pm, el efecto que se tiene en la curva de carga no es representativo para alisar la curva, debido que el ideal sería tener una demanda lineal en todas las horas del día y este resultado está muy lejos de ayudar a tal propósito, pero está más cerca que la política 1. Mientras que para el precio, no hay un efecto debido a la participación de la tecnología de batería. Luego la política de la tecnología de batería, que tiene más efecto en la curva de carga porque no hay efecto en la curva del precio de energía es la política 3 por las razones antes mencionadas.

La tecnología que más efecto tiene en la curva de carga y la curva de precio de energía es la tecnología de almacenamiento de energía por hidro-bombeo, con la política numero 3; la cual tiene una capacidad de 800MW. El efecto que se tiene en la curva de carga es representativo para alisarla, debido que el ideal debería ser, tener una demanda plana en todas las horas del día y este resultado ayuda un poco a estar más cerca de tal propósito. Y el efecto en la curva de precio de energía tiene una disminución en el precio en las horas pico aproximadamente de 5 \$/KWh.

La tecnología de almacenamiento de energía por batería tiene poco efecto representativo en la curva de carga, el efecto que se logra con la política 3; la cual tiene una capacidad de 100,5MW y por otro lado esta tecnología no tiene efecto en la curva de precio de energía con ninguna política.

Es importante tener presente que si se desea tener un efecto representativo en la curva de carga y en la curva de precio de energía, implementado tecnologías de almacenamiento de energía se debe implementar tecnologías con capacidad de alrededor de 800MW. De lo contrario si la capacidad es menor, el efecto puede ser menos representativo en la curva de carga y no tener efecto en la curva de precios de energía.

Según el criterio del valor presente neto, la tecnología de almacenamiento de energía hidro-bombeo es viable mientras que la tecnología de almacenamiento de energía por baterías no es viable, ya que para la tecnología de hidro-bombeo los valores presentes netos por una forma da mayor a cero y para la tecnología de batería dan menores que cero.

El almacenamiento de energía por hidro-bombeo da mejores resultados haciendo la compra de energía diaria en la bolsa, que haciendo contratos a término fijo, ya que el valor presente neto calculado, con un precio de contrato fijo, dio negativo; mientras que el valor presente neto, calculado con el precio de energía diario, dio positivo y mayor que cero. Esto es válido cuando se presentan condiciones de hidrología media.

El ahorro del sistema por la presencia del almacenamiento de energía de hidro-bombeo y aplicando la política 3 del hidro-bombeo, es de 0.8% lo cual parece prometedor a la hora de incorporar estas tecnologías al sistema.

## CAPITULO 10

# CONCLUSIONES

Las políticas de almacenamiento de energía que tuvieron más efecto en la curva de carga y de precio para la tecnología de almacenamiento de hidro-bombeo fueron la política 2 y 3. Para la política 2 (implementación de capacidad de 400MW) se tiene que: La curva de carga, tiene un aumento en las 5 primeras horas del día y una disminución en las horas pico de 19 a 22 pm, el efecto que se tiene en la curva de carga empieza a ser representativo para alisar la curva. Mientras que para el precio, hay una pequeña disminución en el precio en las horas pico aproximadamente de 1 \$/KWh, con la participación de la tecnología de hidro-bombeo, pero el efecto no es significativo.

Para la Política 3 (implementación de capacidad de 800MW) se tiene que la curva de carga, tiene un aumento en las 5 primeras horas del día y una disminución en las horas pico de 19 a 22pm, el efecto que se tiene en la curva de carga es representativo para alisar la curva, debido que el ideal debería ser, tener una demanda lineal en todas las horas del día y este resultado ayuda un poco a estar más cerca de tal propósito. Mientras que para el precio, hay efecto de aumento en las primeras horas del precio y una disminución en el precio en las horas pico aproximadamente de 5 \$/KWh, debido a la participación de la tecnología de hidro-bombeo, el efecto empieza a ser significativo y la disminución es mucho mayor que el obtenido por la política 2. Luego la política de la tecnología de hidro-bombeo, que tiene más efecto tanto en la curva de carga como en la curva del precio de energía es la política 3 por las razones antes mencionadas.

Las políticas de almacenamiento de energía que tuvieron más efecto en la curva de carga y de precio para la tecnología de almacenamiento de baterías fueron la política 2 y 3. Para la política 2 (implementación de capacidad de 40,6MW) se tiene que la curva de carga, tiene un pequeño aumento en las 3 primeras horas del día y una pequeña disminución en las horas pico de 19 a 20 pm, el efecto que se tiene en la curva de carga no es representativo para alisar la curva. Mientras que para el precio, no hay un efecto con la participación de la tecnología de batería. Para la Política 3 (implementación de capacidad de 100,5MW) se tiene que: La curva de carga, tiene un leve aumento mayor que en la política 1, en las 3 primeras horas del día y una leve disminución mayor que en la política 1, en las horas pico de 19 a 20 pm, el efecto que se tiene en la curva de carga no es representativo para alisar la curva, debido que el ideal sería tener una demanda lineal en todas las horas del día y este resultado está muy lejos de ayudar a tal propósito, pero está más cerca que la política 1. Mientras que para el precio, no hay un efecto debido a la participación de la tecnología de batería. Luego la política de la tecnología de batería, que



tiene más efecto en la curva de carga porque no hay efecto en la curva del precio de energía es la política 3 por las razones antes mencionadas.

Las políticas de almacenamiento de energía que tuvieron más efecto en la curva de carga y de precio cuando se evaluaron las dos tecnologías de almacenamiento juntas fueron las políticas 2 y 3, las cuales tuvieron casi el mismo efecto cuando se evaluó solo la tecnología de hidro-bombeo con las políticas 2 y 3. El efecto que varío un poco fue sobre la curva de carga la cual aumento la capacidad de las baterías en las horas valle y disminuyo esta misma capacidad en las horas pico, tanto para la política 2 y 3. Y donde se vio más efecto fue con la política 3 debido a la capacidad de las baterías de esta política; por otro lado para el efecto de la curva de precio de energía, tiene el mismo efecto de la tecnología de hidro-bombeo con las políticas 2 y 3, lo cual el efecto de las baterías no es a portante. Luego la política que tiene más efecto en ambas curvas es la política 3.

La tecnología que más efecto tiene en la curva de carga y la curva de precio de energía es la tecnología de almacenamiento de energía por hidro-bombeo, con la política numero 3; la cual tiene una capacidad de 800MW. El efecto que se tiene en la curva de carga es representativo para alisarla, debido que el ideal debería ser, tener una demanda plana en todas las horas del día y este resultado ayuda un poco a estar más cerca de tal propósito. Y el efecto significativo para la curva de precio de energía es que tiene una disminución en el precio en las horas pico aproximadamente de 5 \$/KWh.

La tecnología de almacenamiento de energía por batería tiene poco efecto representativo en la curva de carga, el efecto que se logra con la política 3; la cual tiene una capacidad de 100,5MW y por otro lado esta tecnología no tiene efecto en la curva de precio de energía con ninguna política.

Es importante tener presente que si se desea tener un efecto representativo en la curva de carga y en la curva de precio de energía, implementado tecnologías de almacenamiento de energía se debe implementar tecnologías con capacidad de alrededor de 800MW. De lo contrario si la capacidad es menor, el efecto puede ser menos representativo en la curva de carga y no tener efecto en la curva de precios de energía.

El efecto de las tecnologías juntas es relativamente el mismo efecto de la tecnología de hidro-bombeo, varia un poco el efecto sobre la curva de carga, la cual tiene un aumento en las 3 primeras horas valle y una disminución en las horas 19-20pm; mientras el efecto en el precio, sigue siendo igual al efecto de la tecnología de hidro-bombeo, lo que reitera de nuevo que le efecto de las baterías no es influyente en el precio.

Según el criterio del valor presente neto, la tecnología de almacenamiento de energía hidro-bombeo es viable mientras que la tecnología de almacenamiento de energía por baterías no es viable, ya que para la tecnología de hidro-bombeo hay una forma de los valores presentes netos que da mayor a cero y para la tecnología de batería dan menores que cero.

El almacenamiento de energía por hidro-bombeo da mejores resultados haciendo la compra de energía diaria en la bolsa, que haciendo contratos a término fijo, ya que el valor presente neto calculado, con un precio de contrato fijo, dio negativo; mientras que el valor presente neto, calculado con el precio de energía diario, dio positivo y mayor que cero. Esto es válido cuando se presentan condiciones de hidrología media.

El ahorro del sistema por la presencia del almacenamiento de energía de hidro-bombeo y aplicando la política 3 del hidro-bombeo, es de 0.8% lo cual parece prometedor a la hora de incorporar estas tecnologías al sistema.

El almacenamiento de energía eléctrica puede satisfacer necesidades que se presentan en la mayoría de los sistemas de energía como: Alisamiento de carga en gestión valle-punta, e integración de renovables. En alisamiento de carga en gestión valle-punta el almacenamiento de energía nos puede ayudar de la siguiente forma: Dada una capacidad de almacenamiento nos permitirá guardar la energía sobrante de bajo costo variable en los momentos de valle para así poder ser consumida en los momentos de punta, lo cual ayuda al alisamiento de la curva de carga de energía eléctrica. En integración de renovables el almacenamiento de energía nos puede ayudar así: Las renovables no producen cuando se les pide o se necesitan, sino cuando disponen del recurso natural del que se nutren, surge la necesidad de almacenar la energía que estas dan cuando la red no la necesita, para así poder usarla cuando el consumo lo exija.

Los países que tienen implementado la tecnología de almacenamiento de energía por baterías en su mayoría lo hacen con el fin de solucionar la necesidades de integración de renovables y control de frecuencia, sin embargo países como EE.UU también lo hacen con el fin de alimentación domiciliaria.

Las dos tecnologías más clásicas de almacenamiento de energía son las baterías y la hidro-bombeo, las baterías con el auge de las tecnologías renovables como la energía eólica tiene una acogida importante actualmente y la tecnología de hidro-bombeo es la más implementada de las tecnologías de almacenamiento hoy en día.

Hay que tener presente que hay combinaciones de tecnologías de almacenamiento que están ayudando a tener un almacenamiento de energía cada vez mejor, pero aun así sigue teniendo limitaciones el almacenamiento de energía en costo de capital y sobre todo en la eficiencia ya que el almacenamiento de energía no ha podido lograr tener la autonomía total de la que se espera pueda lograr algún día (Prodromidis, Coutelieiris, 2011).

En definitiva las tecnologías de almacenamiento de energía son fundamentales para el desarrollo de la industria eléctrica, pero las variables tiempo de almacenamiento, capacidad de almacenamiento y costo de la tecnología de almacenamiento siempre serán claves para que sigan evolucionando.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Anagnostopoulos J & Papantonis D. (2012). Study of pumped storage schemes to support high RES penetration in the electric power system of Greece. *Energy*. 1-8.
- Barlas, Y. (1996). Formal aspects of model validity and validation in system dynamics. *System Dynamics Review*, 12(3), 183–210. doi:10.1002/(SICI)1099-1727(199623)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4
- Barlas, Y., & Carpenter, S. (1990). Philosophical roots of model validation: Two paradigms. *System Dynamics Review*, 6(2), 148–166.
- Baxter R, (2006). *Energy Storage a Nontechnical Guide*. PennWell Corporation. USA.
- Bermudez J, Zenón F., & Bergues C. (2012). Destiladores solares para el aumento de la sostenibilidad de sistemas de aprovechamiento de fuentes renovables de energía. *CIES*. 3–8
- Bueno C & Carta J. (2006). Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 312-340.
- CAF Corporación Andina de Fomento. (2006). *COLOMBIA, Análisis del Sector Eléctrico*. Caracas: s.n., 2006. Informes Sectoriales de Infraestructura.
- CREG. (2013). Resolución número 034 de 13 marzo del 2001. Recuperado agosto 25 del 2012 de <http://www.creg.gov.co>
- CREG. (2012). Resolución número 086 de 1996. Recuperado de octubre 20 del 2012 <http://www.creg.gov.co>
- CREG. (2012). Comisión de Regulación de Energía y Gas. Recuperado mayo 12 del 2012 <http://www.creg.gov.co>
- Deane JP, Gallachoir B.P, Mckeogh E.J. (2009). Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010) 1293–1302.
- Derivex (2011). Informe mensual del mercado eléctrico enero. Recuperado enero 06 de 2011, de <http://www.derivex.com.co/Paginas/default.aspx>
- Derivex (2010). Informe mensual del mercado eléctrico enero. Recuperado febrero 15 de 2011, de <http://www.derivex.com.co/Paginas/default.aspx>

- Díaz F. (2011). Optimización De La Operación Y Evaluación De La Eficiencia Técnica De Una Empresa De Generación Hidroeléctrica En Mercados De Corto Plazo. Tesis de Doctoral. Facultad de minas, universidad nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
- Drury E, Denholm P, Sioshansi R. (2009). The Value of Compressed Air Energy Storage in Energy and Reserve Markets. National Renewable Energy Laboratory, 2-14.
- Dyner, I., & Larsen, E. R. (2001). From planning to strategy in the electricity industry. *Energy Policy*, 29(13), 1145–1154. doi:10.1016/S0301-4215(01)00040-4
- EIA (2011). Electricity storage technologies can be used for energy management and power quality. Recuperado el 3 de Marzo de 2012, de <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4310>
- EIA (2011). Electricity storage technologies. Recuperado el 7 de Abril de 2012, de <http://search.usa.gov/search?affiliate=eia.doe.gov&v%3Aproject=firstgov&query=Electricity+storage+technologies+&search=Enviar>
- Forrester, J. W. (1995). The beginning of system dynamics. *McKinsey Quarterly*, 4–17.
- Forrester, J. W., & Senge, P. M. (1980). Test for building confidence in System Dynamics Models, 14, 209–228.
- Franco, C. J. (2002). Racionalidad Limitada Del Consumidor En Mercados Energéticos Desregulados Y La Función Del Comercializador Y El Gobierno.
- Garcés E. (2013). Sseguridad de suministro eléctrico: implicaciones de la intervención del mercado mediante mecanismos de capacidad. X Congreso Latinoamericano de Dinámica de Sistemas, III Congreso Brasileño de Dinámica de Sistemas, I Congreso Argentino de Dinámica de Sistemas.
- Gómez, Viviana. (2010). Metodología Para El Manejo De Contratos Para Las Rentas De Congestión Debidas A Las Transacciones Internacionales De Energía Con Aplicación Para El Caso Específico De Ecuador. Universidad Nacional de Colombia. 2010. Trabajo de Grado de Maestría.
- Huggins R. (2009). Advanced Batteries materials science aspects. Stanford University. Springer.
- IEA (2008). energy technology perspectives Scenarios & Strategies to 2008. Recuperado el 10 de noviembre de 2011, de <http://search.atomz.com/search/?sp q=energy+technology+perspectives++2008&sp-a=sp10029401&sp-p=all&sp-f=ISO-8859-1>
- IEA (2010). energy technology. Recuperado el 24 de octubre de 2012, de <http://search.atomz.com/search/?sp q=energy+technology+perspectives++2008&sp-a=sp10029401&sp-p=all&sp-f=ISO-8859-1>

- IEA (2009). Key World Energy Statistics. Recuperado el 3 de Marzo de 2012, de <http://hopi.iea.org:10000/search/search/C.view=default/results?q=ELECTRICITY+GENERATION+BY+SOURCE+WORLD&s=&sa=0&hf=10>
- Izquierdo, L., Galán Ordax, J. M., Santos, J. I., & Olmo Martínez, R. (2008). Modelado de sistemas complejos mediante simulación basada en agentes y mediante dinámica
- Lund H, Salgi G, Elmegaard B, & Andersen A. (2009). Optimal operation strategies of compressed air energy storage (CAES) on electricity spot markets with fluctuating prices. *Applied Thermal Engineering*, 799–806.
- Marano V, Rizzo G & Tiano F. (2012). Application of dynamic programming to the optimal management of a hybrid power plant with wind turbines, photovoltaic panels and compressed air energy storage. *Applied Energy* 97. 849–859.
- Martínez M, Molina M & Mercado P. (2010). Dynamic Performance of Compressed Air Energy Storage (CAES) Plant for Applications in Power Systems. *IEEE/PES*. 496 - 503.
- Mesa N, (2012). Análisis de Esquemas Regulatorios para las Transacciones de Energía Eléctrica entre Colombia y Panamá. Tesis de grado facultad de ciencias humanas y económicas escuela de economía, universidad nacional de Colombia, Medellín, Colombia, 29-37.
- Nair N, Garimella N, (2010). Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration. *Energy and Buildings* 42. 2124–2130.
- NEON. (2012). Sistema de Información de XM. Recuperado el 14 de marzo de 2013, recuperado de <http://sv04.xm.com.co/neonweb/>
- NEON. (2011). Sistema de Información de XM. Recuperado el 12 de marzo de 2013, recuperado de <http://sv04.xm.com.co/neonweb/>
- Ochoa, M. C. (2010). Análisis De La Integración Eléctrica Panamá – Can Bajo El Esquema De Subasta Implícita.
- Ossa, D. F. (2012). Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano.
- Prias O. (2010). Programa De Uso Racional Y Eficiente De Energía Y Fuentes No Convencionales Proure. Informe Final Plan De Acción 2010-2015. Bogotá Colombia, 11-19
- Prodromidis G, Coutelieris F. (2011). Simulations of economical and technical feasibility of battery and flywheel hybrid energy storage systems in autonomous projects. *Renewable Energy* 39. 149–153.

- Rey M, Garde R & Martínez R. (2011). Guía del almacenamiento de energía. Dirección General de Industria Energía y Minas de la Comunidad de Madrid. Madrid, 25 - 61.
- Rojas J. (2011). Red eléctrica inteligente taller regional Redes Inteligentes en América Latina y el Caribe Experiencias locales y globales. Ice.
- Ruiz B. (2009). Fuentes de energía renovable en el subsector eléctrico colombiano, análisis y perspectivas. Revista CIER Nº 52 - 2009
- Sánchez R. (2009). Impacto En La Demanda De Energía Eléctrica En Colombia Debido A La Penetración De Vehículos Híbridos-eléctricos Y Eléctricos. Tesis de grado Facultad de minas, universidad nacional de Colombia, Medellín, Colombia, 48-49.
- Sebastián R, Peña R. (2010). Simulation of an isolated Wind Diesel System with battery energy storage. Electric Power Systems Research 81. 677–686.
- Sensfuß F & Genoese M. (2007). Agent-based simulation of the German electricity markets-An analysis of the German spot market prices in the year 2001. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research. Alemania, 2-10.
- Schilla P, & Kemfert C. (2010). The Effect of Market Power on Electricity Storage Utilization: The Case of Pumped Hydro Storage in Germany. Berlin, Department of Energy. Germany, 2-22.
- Sterman, J. D. (2000). Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world. 2000. Boston et al: Irwin McGraw-Hill, 110.
- Sweeney, L. B., & Sterman, J. D. (2000). Bathtub dynamics: initial results of a systems thinking inventory. System Dynamics Review, 16(4), 249–286.
- Susan M. Schoenung and William V. Hassenzahl (2003). Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis A Life-Cycle Cost Study A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Sandia National Laboratories.
- Suvire G & Mercado P. (2009). Modelo simplificado de un dstatcom integrado con un almacenador de energía flywheel para aplicaciones de energía eólica. XIII Eriac Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano De Cigré. Puerto Iguazú Argentina, 28 de mayo XIII/PI-B4 -10.
- Teodorescu R, Rasmussen C, Rodriguez P & Vikelgaard H. (2010). Overview of the Energy Storage Systems for Wind Power Integration Enhancement. IEEE, 32-51
- Ter-Gazarian A. (1994). Energy Storage For Power Systems. sixth edition, Peregrinus Ltd. Great Britain, 142-156

- UPME (2010). Informe de Planeamiento del sector eléctrico Colombiano octubre 2010. . Recuperado el 20 de octubre del 2011, de <http://www1.upme.gov.co/>
- UPME. (2010). Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2010-2024.
- UPME. (2011). Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2011-2025.
- UPME. (2004). Una Vision Del Mercado Electrico Colombiano.
- UPME (2009). Generación de Energía Eléctrica por Tipo de Fuente. Recuperado el 12 de septiembre del 2011, de <http://www1.upme.gov.co/>
- Uribe J. (2011). Impacto del PIB, del gas natural y de los precios de la Electricidad, en el consumo de energía eléctrica en Colombia. Universidad EAFIT Medellín – Colombia. Trabajo de Grado de Maestría.
- Velásquez M & Andrés C. (2005). Generación de energía eléctrica por medio de una hidroeléctrica de bombeo utilizando aguas municipales de la antigua Guatemala. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Trabajo de Grado para optar el título de ingeniero electricista.
- Vieira F, Ramos H, Covas D & Almeida A. (2008). Pump-Storage Optimization with Renewable Energy Production in Water Supply Systems. Department of Civil Engineering, Instituto Superior Técnico, Technical University of Lisbon. Portugal, 2-16.
- XM. (2010). Informe anual 2012.
- XM. (2013). Expertos en Mercados. XM, Expertos en Mercados. Informe de Precios y Transacciones del Mercado. Recuperado enero 20 de 2013, de [http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/03\\_Informe\\_Precios\\_y\\_Transacciones\\_TXR\\_03\\_2013.pdf](http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/03_Informe_Precios_y_Transacciones_TXR_03_2013.pdf)
- XM. (2012). Expertos en Mercados, informe de precios y transacciones del mercado, Recuperado abril 20 de 2013, recuperado de [http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/03\\_Informe\\_Precios\\_y\\_Transacciones\\_TXR\\_02\\_2012.pdf](http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/03_Informe_Precios_y_Transacciones_TXR_02_2012.pdf)
- XM. (2010). Expertos en Mercados. XM , Expertos en Mercados. Recuperado enero 20 de 2010, de [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co)
- XM. (2013). Expertos en Mercados. Recuperado febrero 26 de 2013, de <https://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
- XM. (2011). Informe De Administración Y Operación Del Mercado 2011. Recuperado el 9 de Mayo del 2011, de

<http://www.xm.com.co/Search/Results.aspx?k=INFORME%20DE%20ADMINISTRACION%20Y%20OPERACION%20DEL%20MERCADO&s=All%20Sites&start1=1>

- Waegel A. (2010). The storage of renewable energy: A comparative examination of deep-cycle batteries and hydrogen fuel cell systems. University of Delaware, 2-16.
- Weis T, Ilinca A. (2007). The utility of energy storage to improve the economics of wind-diesel power plants in Canada. *Renewable Energy* 33. 1544–1557.
- Whittingham M. (2008). Materials Challenges Facing Electrical Energy Storage. Binghamton University, USA, 14-17
- Zapata C. (2011). Evaluación del comportamiento de la competencia en la actividad de generación de energía en el mercado mayorista colombiano, bajo condiciones de oligopolio. Manizales : s.n., 2011. Trabajo de Grado para optar el título de Master en Administración.
- Zhang SH & Li YZ. (1999). Pumped-storage capacity discount and its effect on capacity planning, *Electric Power Systems*, 43-49.



## A. Anexo1 Resumen de los estudios revisados de almacenamiento de electricidad

**Tabla 11-1:** Estudios revisados de almacenamiento de electricidad

Autores	Apoyados	País	Tecnología	Analiza	Aporte
Schilla, Kemfert a,(2010)	Teoría de juegos Y Cournot	Alemania	Hidro-bombeo	El almacenamiento de electricidad de manera estratégica.	La introducción de almacenamiento en general, suaviza los patrones convencionales de generación y los precios de mercado.
Drury, Denholm Sioshansi, (2009)	Programación lineal	Estados Unidos	CAES	CAES para el arbitraje de la energía.	Los ingresos de arbitraje son poco probable que soporten una inversión de CAES en la mayoría de las localidades para el mercado.
Bueno, Carta (2006)	Algoritmo matemático	Islas Canarias	Eólica y Hidro-bombeo	(Obligados a imponer restricciones sobre la penetración de las energías renovables, para tratar de evitar la aparición de problemas que podrían afectar la estabilidad y la seguridad del sistema eléctrico). La selección de un sistema renovable óptimo y económico.	Integración de generación eólica con un sistema hidráulico de almacenamiento por bombeo.
Martínez, Molina,	Matlab/ Simulink	Argentina	CAES	Diseño e implementación.	Darse cuenta que a modo de estrategia de optimización de potencia,

Mercado, (2010)					se puede mejorar significativamente la conversión termodinámica, con un dispositivo auxiliar con el fin de producir una potencia suave de salida y este dispositivo es un supercapacitor.
Suñer, Mercado (2009)	Un controlador Dstatcom (compensador síncrono de distribución estática) acoplado con un almacenador inercial flywheel y un algoritmo de control.	Argentina	Volante	Fluctuaciones de potencia de un generador eólico.	Muestran que con el esquema de control propuesto se consigue hacer que el sistema conjunto del generador eólico y el Dstatcom/Flywheel entreguen una potencia activa constante y una potencia reactiva cero. Finalmente con el dispositivo se compensa satisfactoriamente las fluctuaciones de potencia introducidas por la generación eólica.
Nair, Garimella, (2010)	En el software Simulink y Homero	New Zelanda	Baterías	Cuantificar los beneficios asociados a la integración de recursos renovables con el almacenamiento de energía por baterías a pequeña escala, en base a su mérito técnico y de viabilidad económica.	Las baterías de NiMH tienen el mayor potencial para el desarrollo en aplicaciones a pequeña escala de integración de energía renovable, los costos iniciales de capital para esta tecnología se reducen. El potencial de baterías Li-ion también.
Vieira, Ramos, Covas & Almeida, (2008)	La programación lineal y Matlab	Portugal	Hidro-bombeo	Optimización que determina la mejor operación por hora en un día, de acuerdo a la tarifa eléctrica, de un sistema de acumulación por bombeo	Los resultados mostraron que hay un ahorro que se puede lograr de casi 100 € / hora, esto se da cuando se compara con el funcionamiento de modo normal. Cuando un parque de viento se añe hay un

					beneficio de 5.200 € / hora.
(Lund, Salgi, Elmegad, & Andersen, 2009)	Dinámica de sistemas	Dinamarca	CAES	Operación optima de una planta CAES.	Haciendo la optimización (se identifica como la que proporcione buenos resultados rentables) de la planta se espera que las ganancias pasen de 80-90 por ciento.
(Sensfuß & Genoese, 2007)	Agentes y en la plataforma PowerACE	Alemania	Hidro-bombeo	La evolución de los precios en el mercado eléctrico spot de Alemania desde el 2001 al 2007.	En ocasiones el costo de generación por almacenamiento de energía por bombeo contribuye brevemente a la disminución del precio.
(Zhang & Li, 1999)	Algoritmo de simulación estocástico.	China	Hidro-bombeo	Un modelo probabilístico para el estudio de los efectos del descuento de capacidad de almacenamiento por bombeo de su capacidad total.	Cuanto mayor sea la capacidad del depósito, es más probable la producción de energía en periodos de punta, lo cual es donde hay mayor descuento de su capacidad total.
(Anagnostopoulos & Papantoniou, 2012)	En un algoritmo de programación.	Grecia	Hidro-bombeo	El rendimiento de una central de almacenamiento por bombeo introducida en una planta de energía hidroeléctrica convencional.	Se puede almacenar una cantidad considerable de producción de la hidroeléctrica, ya que el rendimiento es bueno. Pero la viabilidad económica de la inversión depende de alguna manera de la situación de Grecia. Se estima que para las próximas décadas será más viable debido a que puede haber un mejor desarrollo de las energías renovables y hacer una integración más fuerte con

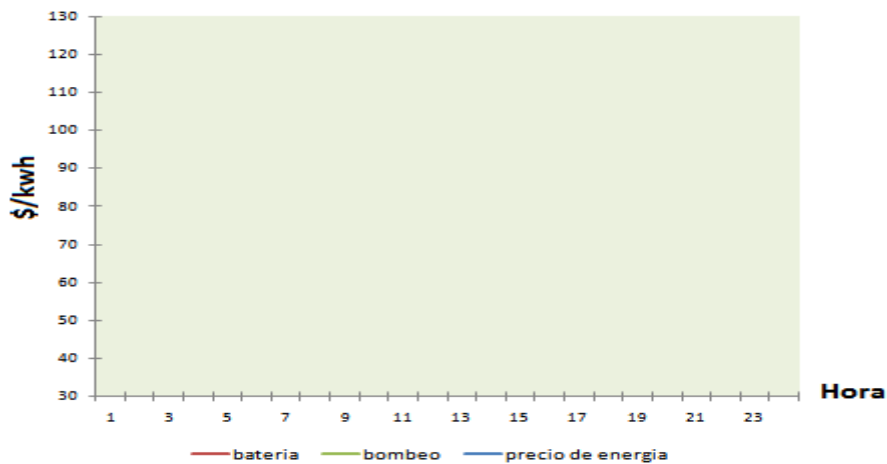
					la energía eólica.
(Marano, Rizzo & Tiano, 2012)	Algoritmo de programación, y en la plataforma Matlab/Simulink	EE.UU	CAES	El manejo óptimo de la planta Alabama integrando CAES. La planta consiste en un parque eólico y un sistema fotovoltaico, junto con el almacenamiento CAES.	La integración de la tecnología CAES puede ayudar a aumentar la viabilidad económica de las fuentes de energías renovables y reducir emisiones de CO <sub>2</sub> .
(Sebastián, Peña, 2010)	Matlab / Simulink	España	Batería	Un sistema híbrido eólico de diesel. Que comprende en un generador diesel, un generador de turbina eólica, y el BESS.	El sistema híbrido eólico de diesel puede llevar o no el sistema BESS para su funcionamiento, pero con el BESS da mejores resultados, como la reducción de las variaciones de voltaje.
(Prodromidis, Coutelieiris, 2011)	En el programa de simulación HOMER	Grecia	Batería	La viabilidad de una fuente de energía renovable basada en el sistema autónomo de suministro de electricidad.	Las baterías como dispositivos de almacenamiento pueden ser consideradas el "estándar" para la solución de funcionamiento continuo de las fuentes de energía renovables basados en sistemas autónomos.
(Weis, Ilinca, 2007)	En el programa de simulación HOMER	Canadá	Batería	Un sistema de almacenamiento de energía genérico para mirar si se puede ayudar a mejorar la economía de una alta penetración del sistema eólica-diesel.	Los sistemas de almacenamiento que pueden ayudar en los sistemas eólica-diesel, son el sistema de almacenamiento por las baterías.

## B. Anexo2 Pruebas de condiciones extremas

Los resultados de las pruebas de condiciones extremas se presentan en este anexo, iniciando con la demanda en cero.

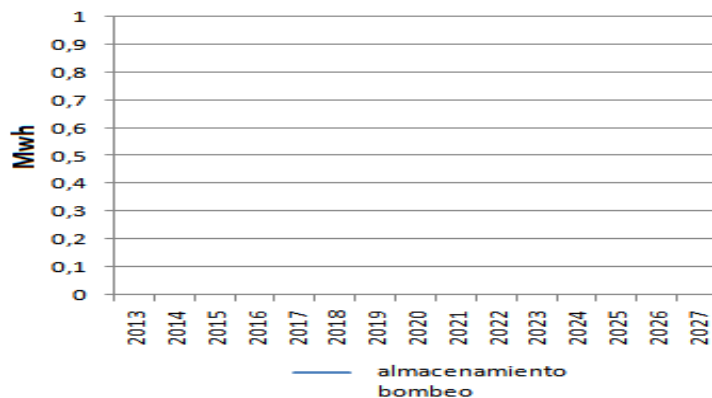
La demanda con un valor de cero provoca que no forme el precio de energía, este comportamiento se puede observar en y se debe a que no hay una demanda para suplir.

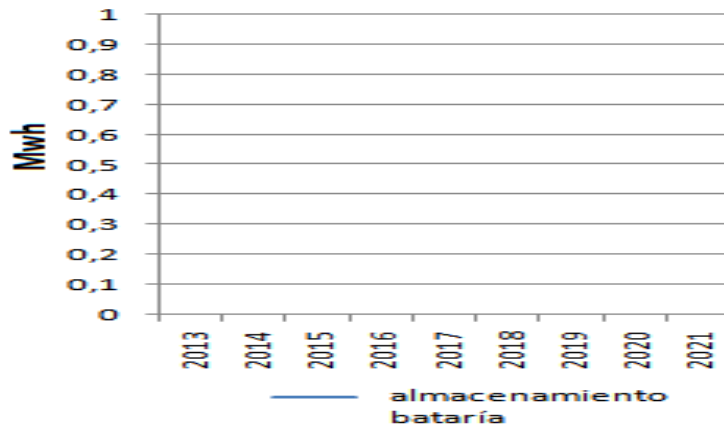
**Figura 11-1:** Precio de energía con la participación de las tecnologías de batería y hidro-bombeo.



Adicionalmente el almacenamiento de energía para la tecnología de bombeo y baterías es nula, esto se puede ver en las **Figuras 11-2 y 11-3** Debido a que no hay despacho no hay generación de energía por ninguna de las tecnologías participantes, luego no hay almacenamiento de energía ni por baterías ni por hidro-bombeo.

**Figura 11-2:** Almacenamiento de energía por Hidro-bombeo



**Figura 11-3** Almacenamiento de energía por baterías

Conjuntamente para esta prueba que verifica que no se presentan incoherencias en el comportamiento del sistema. Para ello se evaluarán valores extremos en las siguientes variables que se ven en la **Tabla 11-2** que ayudan a tal fin. El valor extremo de 1000MW para hidro-bombeo se establece debido a que este valor es superior al valor mayor que se propone en las políticas de almacenamiento para hidro-bombeo. Como se observa en las **Figuras 11-4 y 11-5** para ambas tecnologías, los comportamientos del sistema se mantienen bajo estas condiciones extremas. Esto quiere decir que el modelo está bien estructurado. Con esto se valida que el modelo funciona bajo condiciones extremas.

**Tabla 11-2:** Variables para condiciones extremas

Variable	Valor Original	Valor Extremo
Capacidad hidro-bombeo	100MW	1000MW
Capacidad batería	8,7	100MW

Figura 11-4: Curva de carga

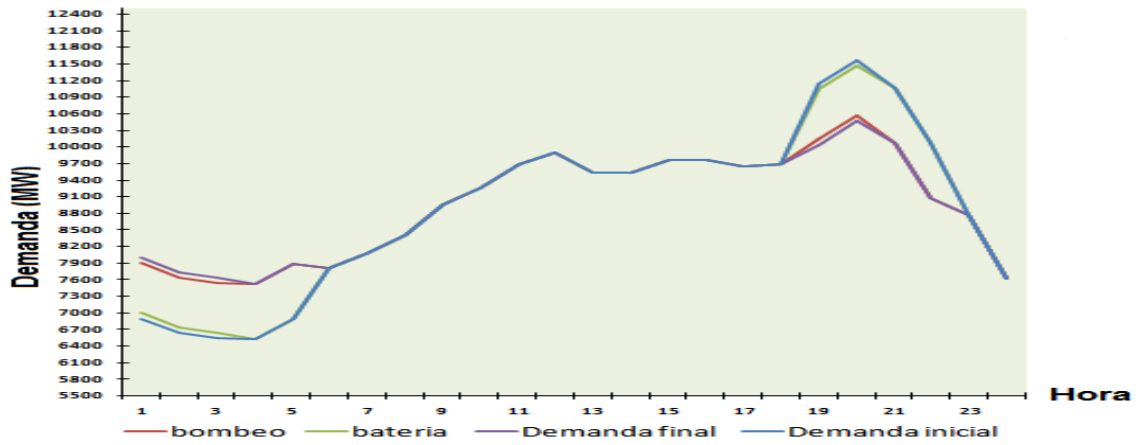
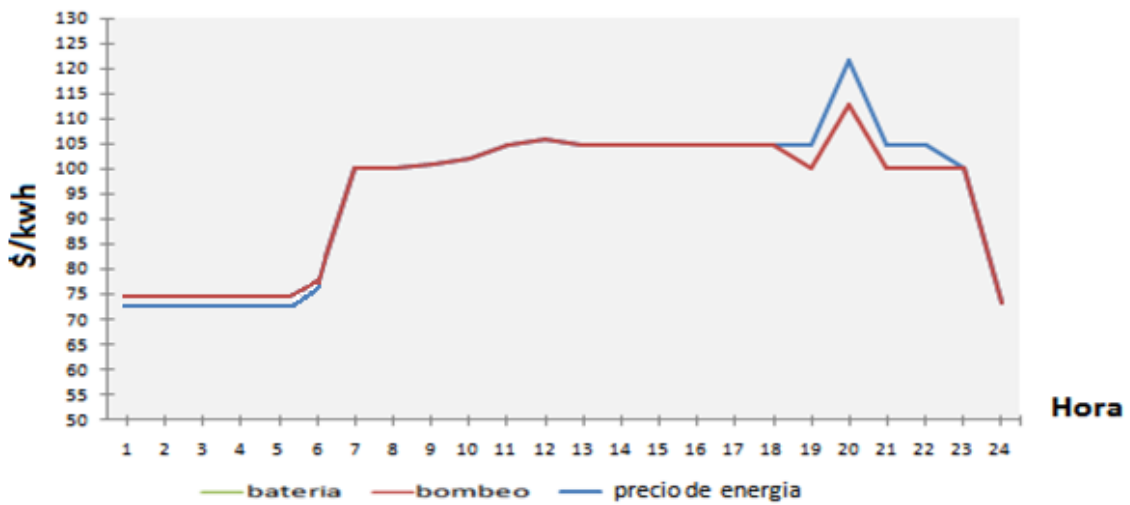


Figura 11-5: Precio de energía



## C. Anexo3 Prueba de Análisis de Sensibilidad

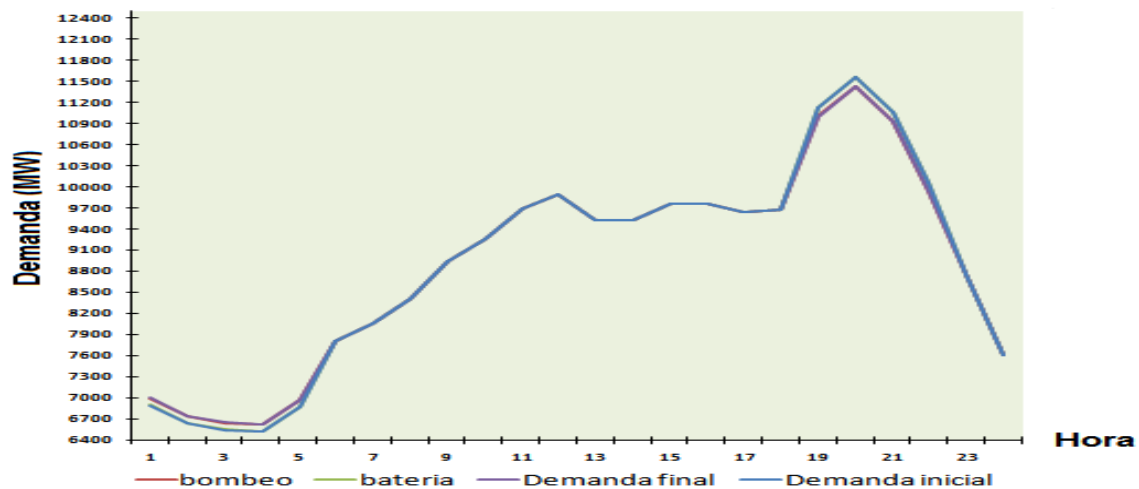
Para el análisis de sensibilidad se seleccionaron las variables que presentaban mayor incertidumbre en el modelo y se analizaron. Estas variables las podemos ver en las **Tablas 11-3 y 11-4**.

**Tabla 11-3:** Aumento y disminución de variables

Variable	Valor Original	Incremento	Disminución
Capacidad hidro-bombeo	100MW	0.0001%	0.0001%
Capacidad batería	8,7	0.0001%	0.0001%

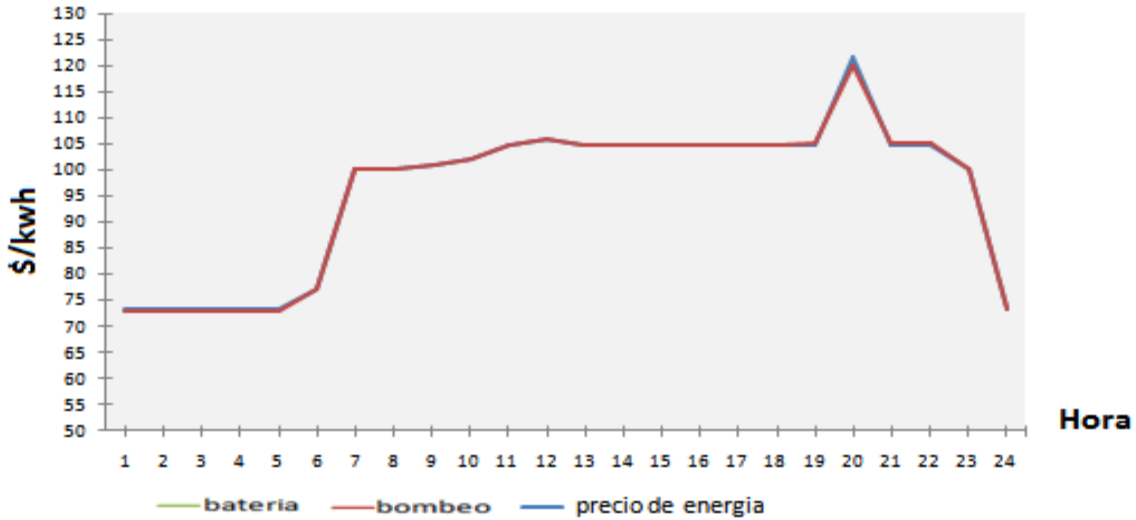
Para el incremento y disminución de las variables de la **Tabla 11-3** para ambas tecnologías, podemos ver el resultado en las **Figuras 11-6 y 11-7**, donde se observa que no hay ningún desbordamiento en ninguno de las variables analizadas tanto con el incremento como con la disminución ósea no hay valores negativos, es mas conserva su comportamiento inicial.

**Figura 11-6:** Curva de carga para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con incremento de 0.0001% y disminución de 0.0001% para ambos respectivamente.





**Figura 11-7:** Precio de energía para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con incremento de 0.0001% y disminución de 0.0001% para ambos respectivamente.



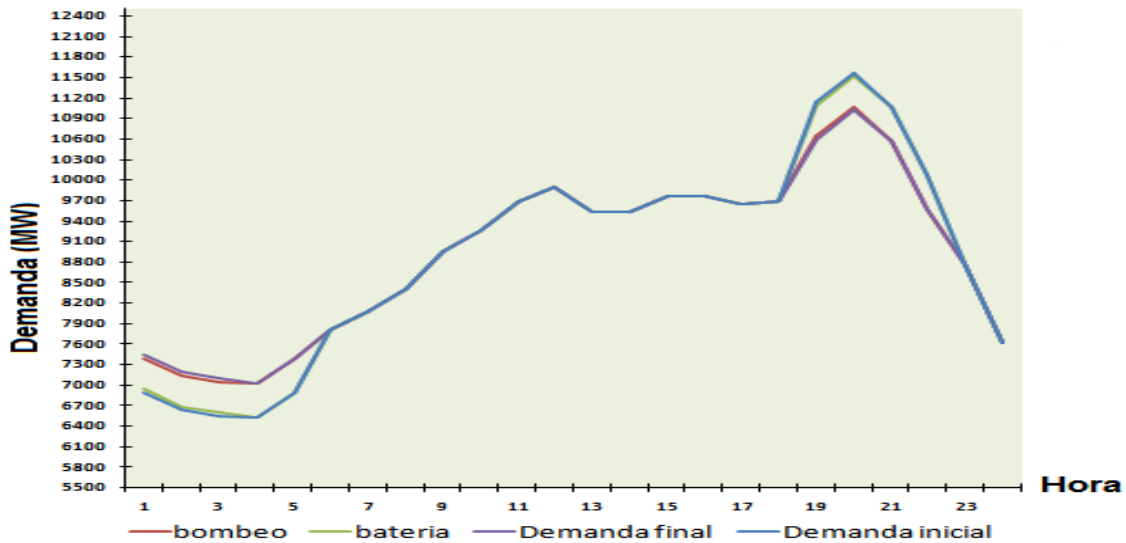
Conjuntamente para ambas tecnologías se hace el aumento de las variables que están en la **Tabla 11-4**:

**Tabla 11-4:** Aumento de variables

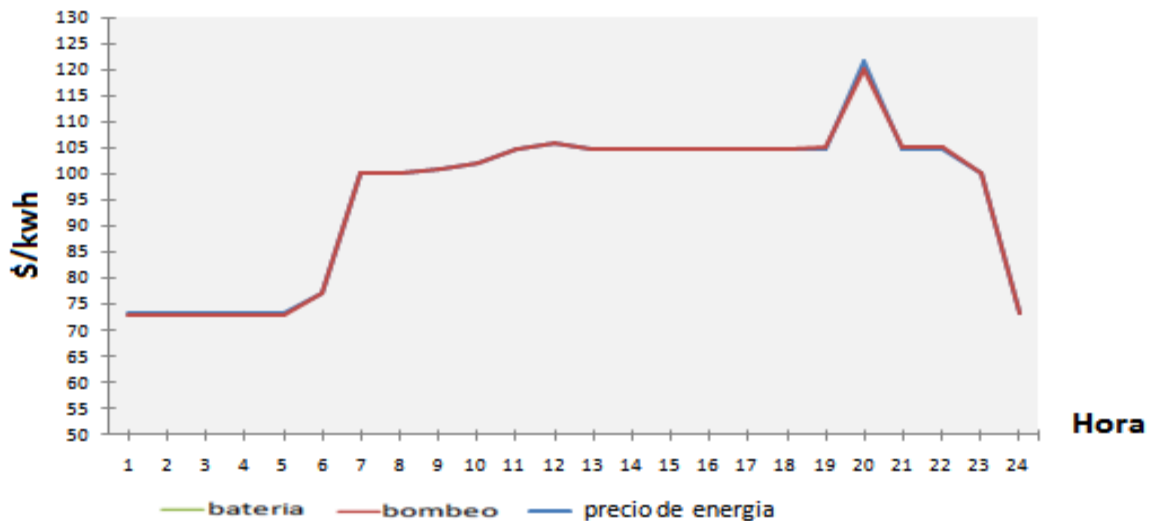
Variable	Valor Original	Aumento		
		500MW	1000MW	4000MW
Capacidad hidro-bombeo	100MW	500MW	1000MW	4000MW
Capacidad batería	8,7	50MW	100MW	150MW

Para el primer aumento que se tiene en la **Tabla 11-4** se hace la capacidad de 500MW para hidro-bombeo y 50MW para batería, los resultados para ambas tecnologías se pueden ver en las **Figuras 11-8, 11-9**, donde se observar en la **Figura 11-8** que hay un efecto de aumento en la curva de carga en las 5 primeras horas del día y una disminución de la curva de carga en las horas pico de 19 a 22 pm, el efecto que se tiene en la curva de carga empieza a ser representativo para alisar la curva. Y en la **Figura 11-9** se ve que no hay efecto en la curva del precio de energía.

**Figura 11-8:** Curva de carga con bombeo 500 MW y batería 50 MW



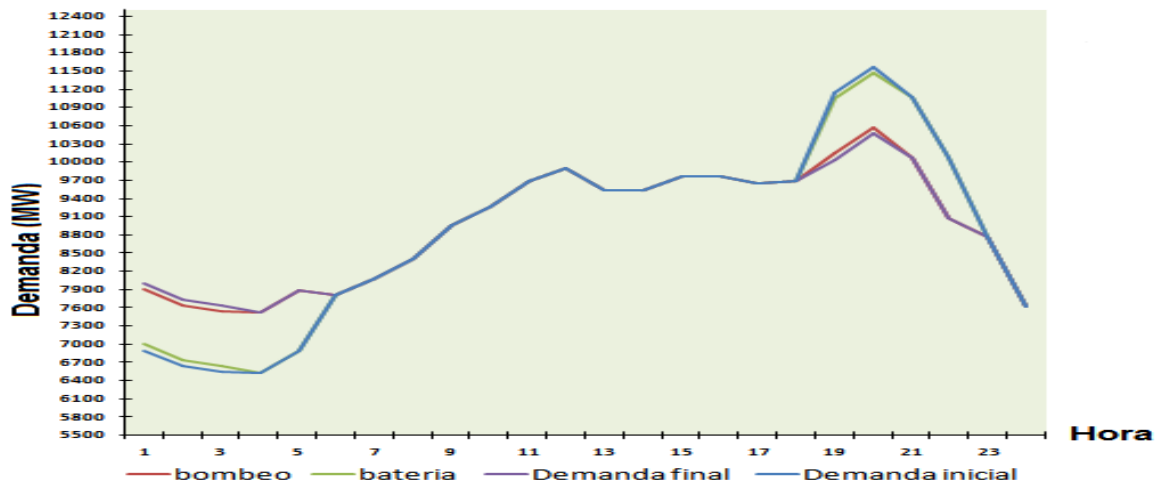
**Figura 11-9:** Precio de energía con bombeo 500 MW y batería 50 MW



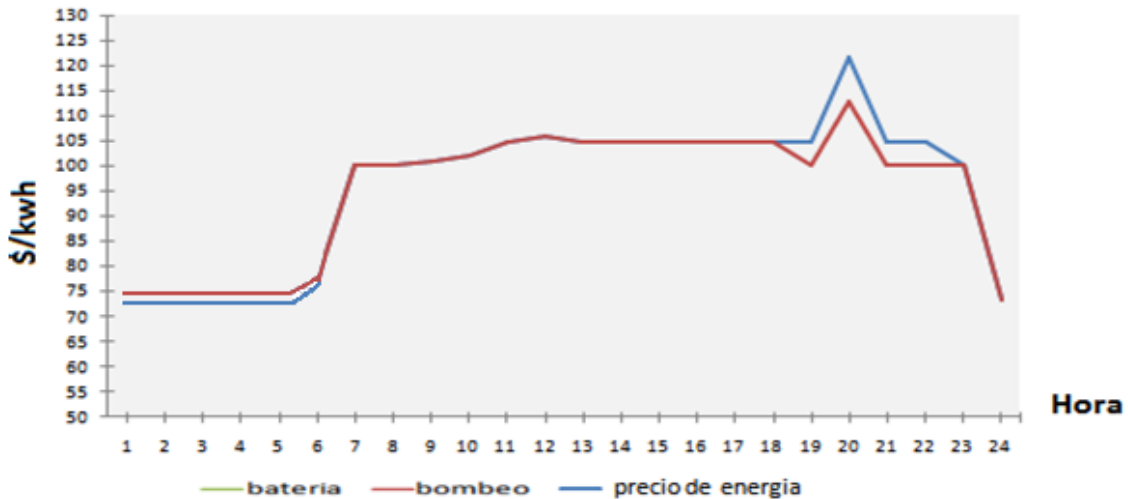
Para el segundo aumento que se tiene en la **Tabla 11-4** se hace la capacidad de 1000MW para hidro-bombeo y 100MW para batería, los resultados para ambas tecnologías se pueden ver en las **Figuras 11-10, 11-11**, donde se observar en la **Figura 11-10** que hay un efecto de aumento en la curva de carga en las 5 primeras horas del día y una disminución de la curva de carga en las horas pico de 19 a 22 pm, el efecto que se tiene en la curva de carga es representativo para alisar la curva, debido que se desearía tener una demanda lineal en todas las horas del día y este resultado ayuda un poco a estar más cerca de este propósito.

Y en la **Figura 11-11** se muestra que hay un efecto de aumento del precio en las primeras horas valle y de disminución en el precio en las horas pico, debido a la participación de la tecnología de hidro-bombeo y batería, el efecto empieza a ser significativo.

**Figura 11-10:** Curva de carga con bombeo 1000 MW y batería 100 MW



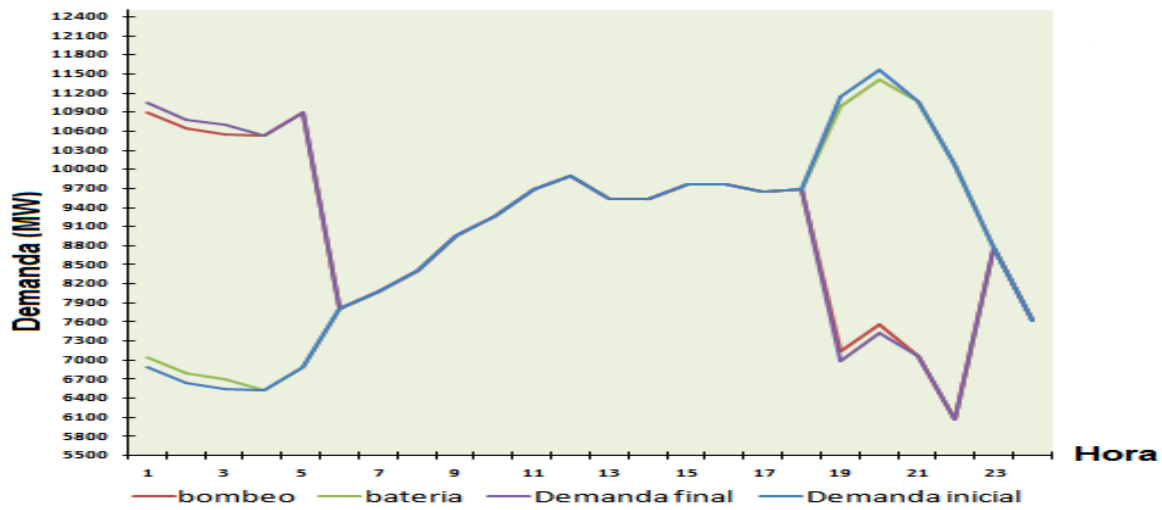
**Figura 11-11:** Precio de energía con bombeo 1000 MW y batería 100 MW



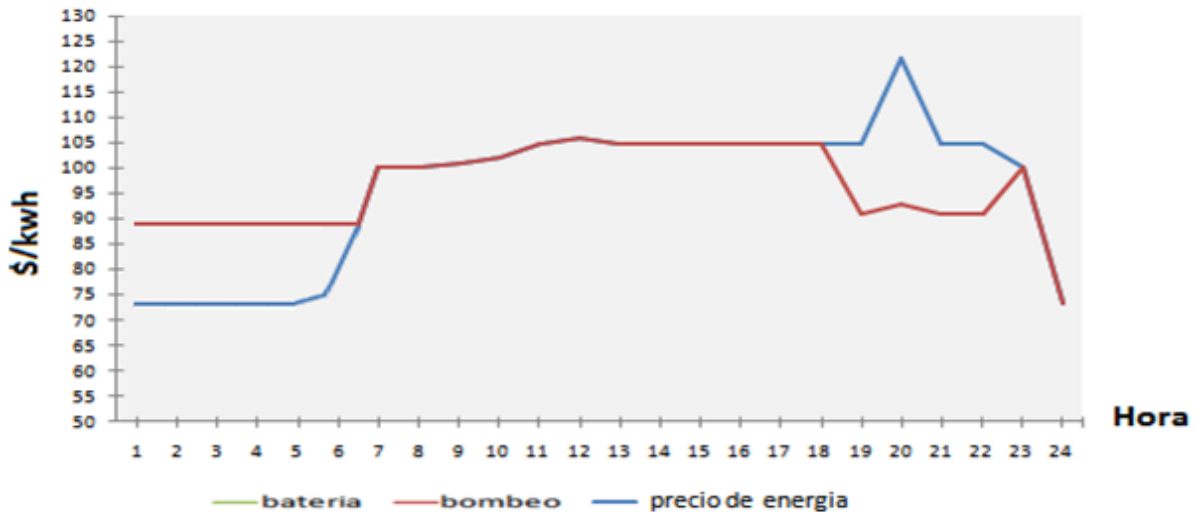
Para el tercer aumento que se tiene en la **Tabla 11-4** se hace la capacidad de 4000MW para hidro-bombeo y 150MW para batería, los resultados para ambas tecnologías se

pueden ver en las **Figuras 11-12, 11-13**, donde se observan en la **Figura 11-12** que hay un efecto de un gran aumento en la curva de carga en las 5 primeras horas del día con una gran disminución de la curva de carga en las horas pico de 19 a 22 pm, el efecto que se tiene en la curva de carga no es representativo para alisar la curva, debido que se desearía tener una demanda lineal en todas las horas del día y este resultado se aleja de tal propósito. Y en la **Figura 11-13** se muestra que hay un efecto en la curva de precio de energía, el cual tiene un buen aumento en las primeras horas del precio y una buena disminución en el precio en las horas pico, debido a la participación de las tecnologías de hidro-bombeo y batería, el efecto es dado en su mayoría por la tecnología de hidro-bombeo y este efecto es bastante significativo.

**Figura 11-12:** Curva de carga con bombeo 4000 MW y batería 150 MW



**Figura 11-13:** Precio de energía con bombeo 4000 MW y batería 150 MW



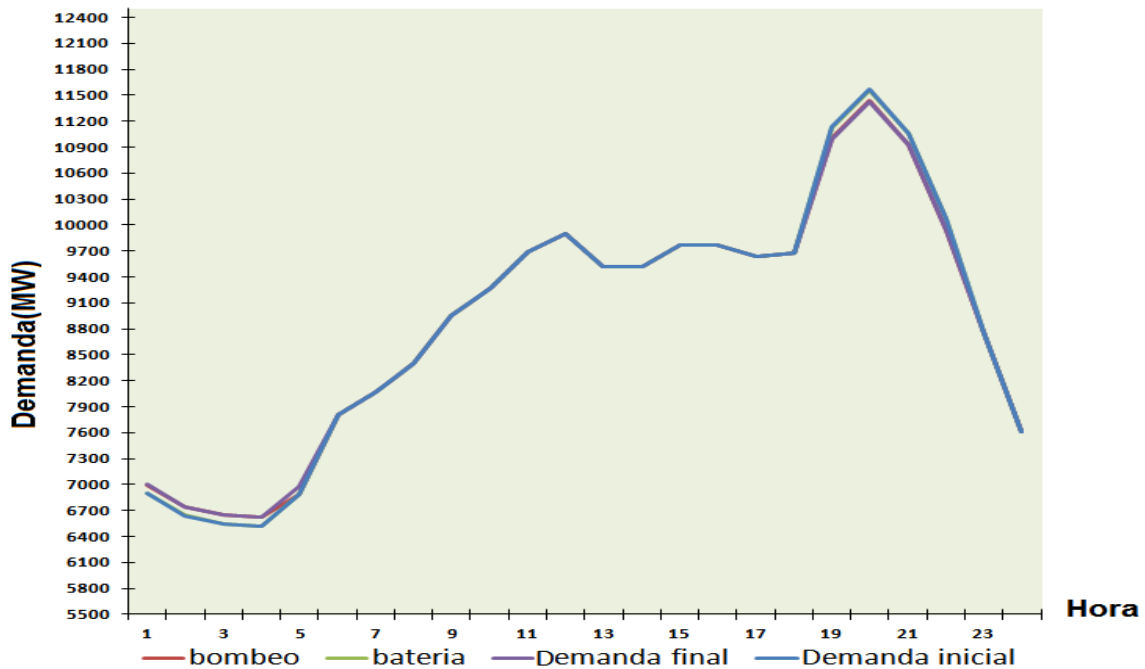
Finalmente para ambas tecnologías se hace la modificación de las variables que están en la **Tabla 11-5**:

**Tabla 11-5:** Aumento de otras variables

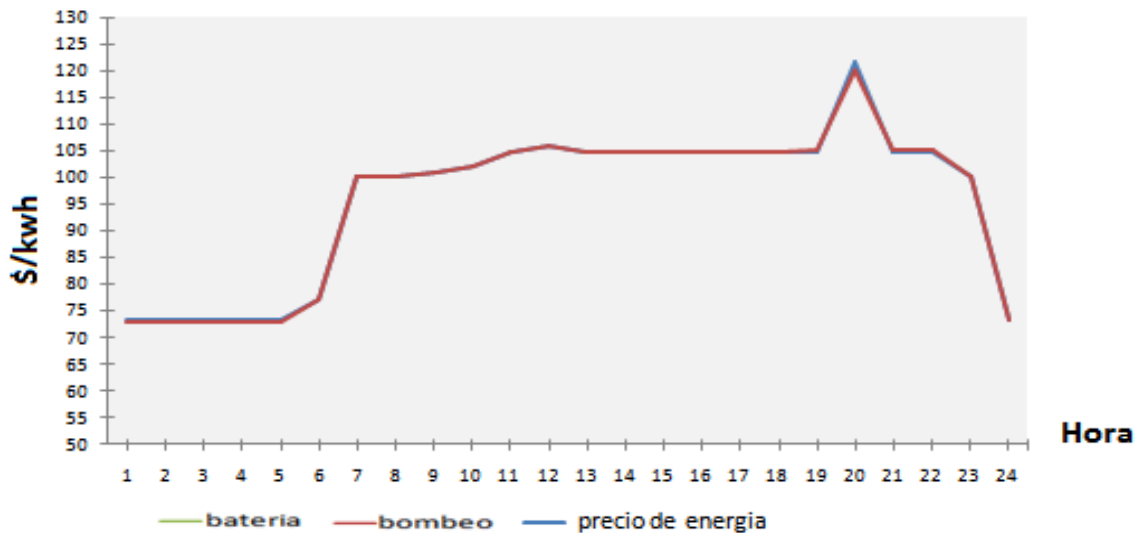
Variable	Tecnología	Valor Original	Valor final
Eficiencia	Bombeo	70%	100%
	Batería	70%	100%
Costo de inversión	Bombeo	1500 dólares/KW	2200 dólares/KW
	Batería	125 dólares/KW	200 dólares/KW
Proyectos que entran generación	Las hídricas y las térmicas	Con proyectos que entran	Sin proyectos que entran

Para la primer variable de eficiencia de la **Tabla 11-5** se hace la eficiencia de 100% para hidro-bombeo y para batería, los resultados para ambas tecnologías se pueden ver en las **Figura 11-14, 11-15**, donde se observar en la **Figura 11-14** que hay un efecto de aumento en la curva de carga en las 4 primeras horas del día y una disminución de la curva de carga en las horas pico de 19 a 22 pm, esto se debe a que como la eficiencia es del 100% para cada una de las tecnologías, si se compra la cantidad de energía en 4 horas en el caso del bombeo se vende esa misma cantidad en las 4 horas del pico no hay perdida de energía en el almacenamiento lo que pasa cuando se tiene menor eficiencia como en el caso de la eficiencia del 70% es necesario comprar en 5 horas lo que se vende en 4 horas debido a que se debe asumir la perdida de energía en el almacenamiento; esto aplica también para la tecnología de batería ya que no se compra en las 3 primeras horas sino que se hace en las 2 primeras horas y se vende en las horas 19 y 20 teniendo la eficiencia del 100%. Por otro lado el efecto que se tiene en la curva de carga es similar al efecto que se tiene con la eficiencia del 70%. También en la **Figura 11-15** se ve que no hay efecto en la curva del precio de energía con el aumento de la eficiencia de las tecnologías al 100%.

**Figura 11-14:** Curva de carga para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con eficiencia de 100%.



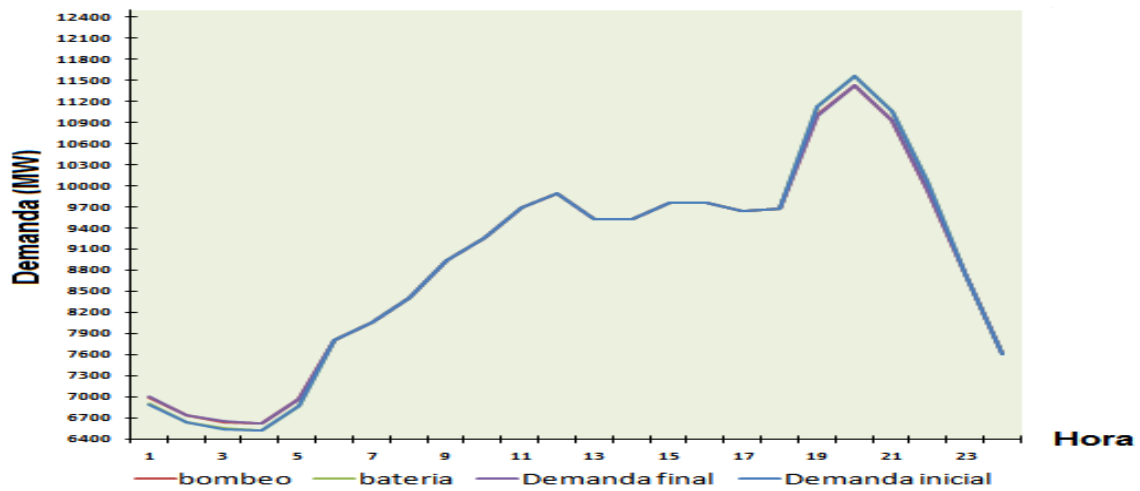
**Figura 11-15:** Precio de energía para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con eficiencia de 100%.



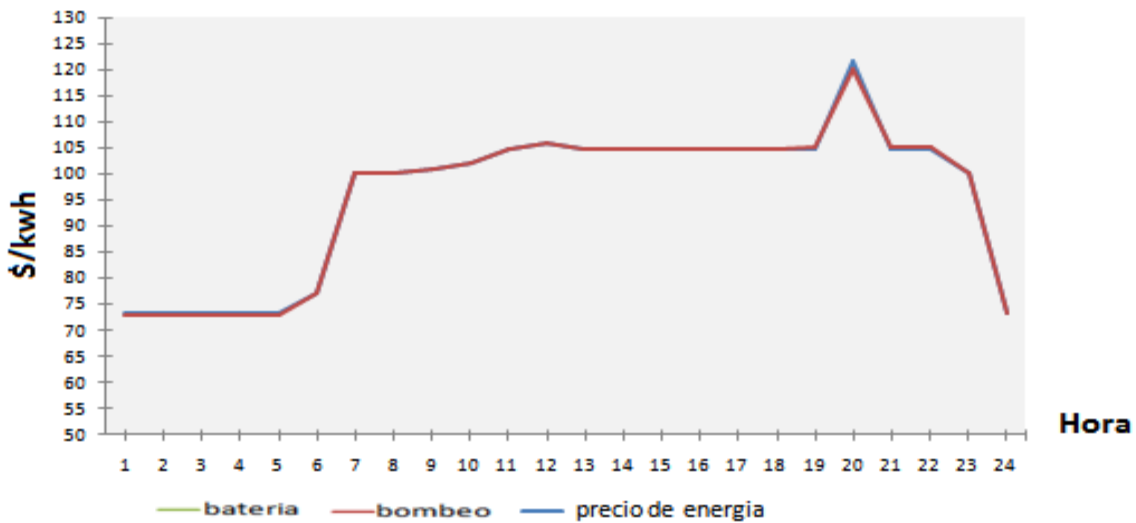
Para la segunda variable de costo de inversión de la **Tabla 11-5** se aumenta el costo de inversión para hidro-bombeo a 2200 dólares/KW y batería a 200 dólares/KW los resultados para ambas tecnologías se pueden ver en las **Figura 11-16, 11-17**, donde se

observar en la **Figura 11-16** que el efecto es similar al efecto teniendo el costo de inversión de 1500 dólares/KW para hidro-bombeo y 125 dólares/KW para baterías, debido a que en el modelo se asume, como condición ideal que siempre habrá un inversionista sin importar la variación de la cantidad de dólares por KW para cada una de las tecnologías. También en la **Figura 11-17** se ve que no hay efecto en la curva del precio de energía con el aumento del costo de inversión para cada una de las tecnologías.

**Figura 11-16:** Curva de carga para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con costo de inversión de hidro-bombeo a 2200 dólares/KW y batería a 200 dólares/KW.

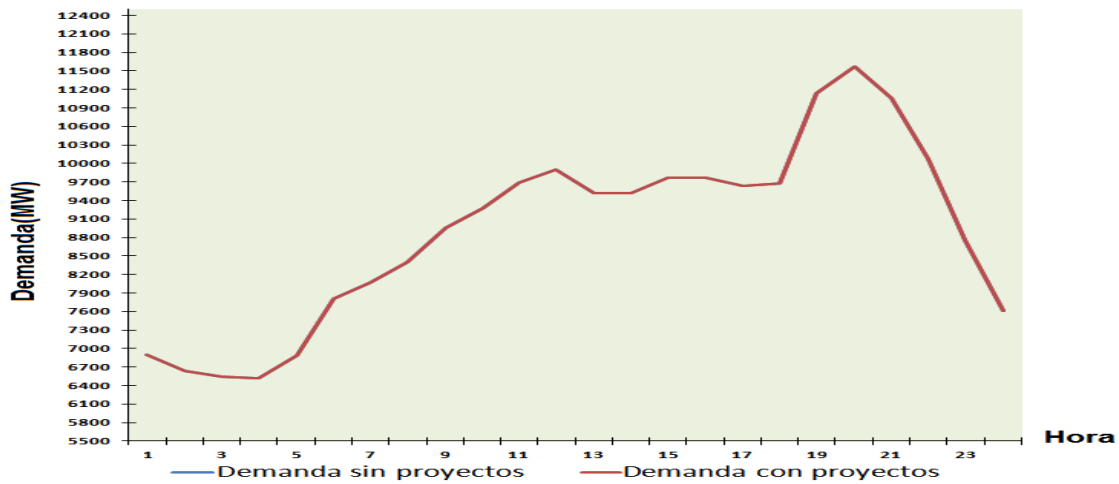


**Figura 11-17:** Precio de energía para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con costo de inversión de hidro-bombeo a 2200 dólares/KW y batería a 200 dólares/KW.

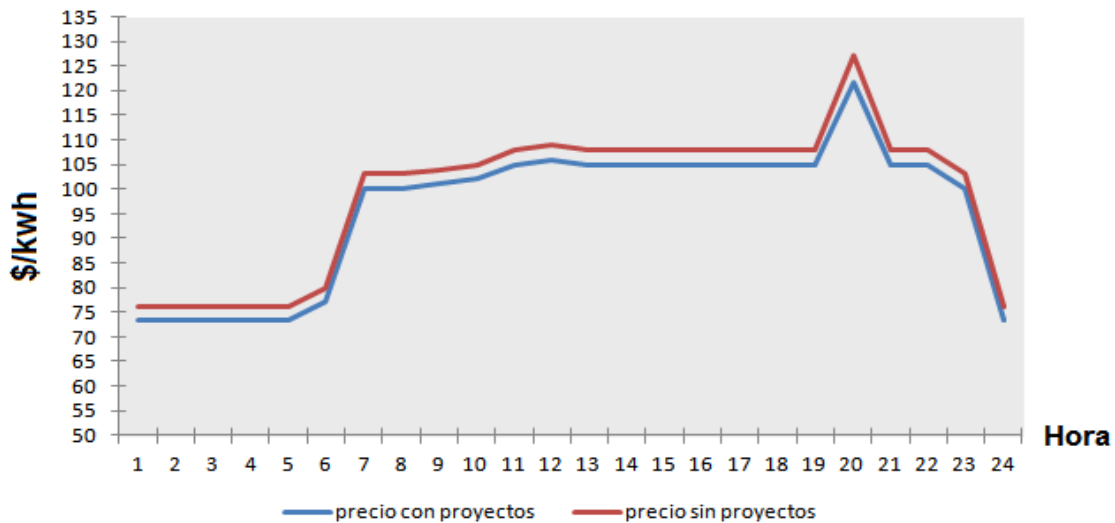


Para la tercer variable los proyectos que entran en la generación de energía de la **Tabla 11-5** se tienen en cuenta los proyectos que entrarán en la generación de energía para las tecnologías hidroeléctricas y térmicas; y no se tienen en cuenta los proyectos que entrarán en la generación de energía para las tecnologías hidroeléctricas y térmicas, los resultados de esta variable se pueden ver en las **Figura 11-18, 11-19**, donde se observar en la **Figura 11-18** que el efecto es similar con o sin los proyectos que entrarán en la generación de energía para las tecnologías hidroeléctricas y térmicas. También en la **Figura 11-19** se ve que hay un efecto en el precio de energía, sin proyectos el precio es más alto mientras que con proyectos el precio disminuye un poco.

**Figura 11-18:** Curva de carga para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con y sin proyectos que entrarán en la generación de energía.



**Figura 11-19:** Precio de energía para bombeo 100 MW y batería 8,7 MW con y sin proyectos que entrarán en la generación de energía.





## D. Anexo4 Tecnologías juntas de Hidro-bombeo y Batería.

Para estos escenarios solo se mostraran los efectos del almacenamiento y no se muestra el almacenamiento de las tecnologías como antes se ha mostrado, ya que no es relevante para lo que se desea analizar.

### 11. 1 Aplicación de las políticas de la tabla 9-1 del capítulo 9 para las tecnologías de Hidro-bombeo y Batería

#### 11.1.1 Política 1 para las tecnologías de batería y Hidro-bombeo

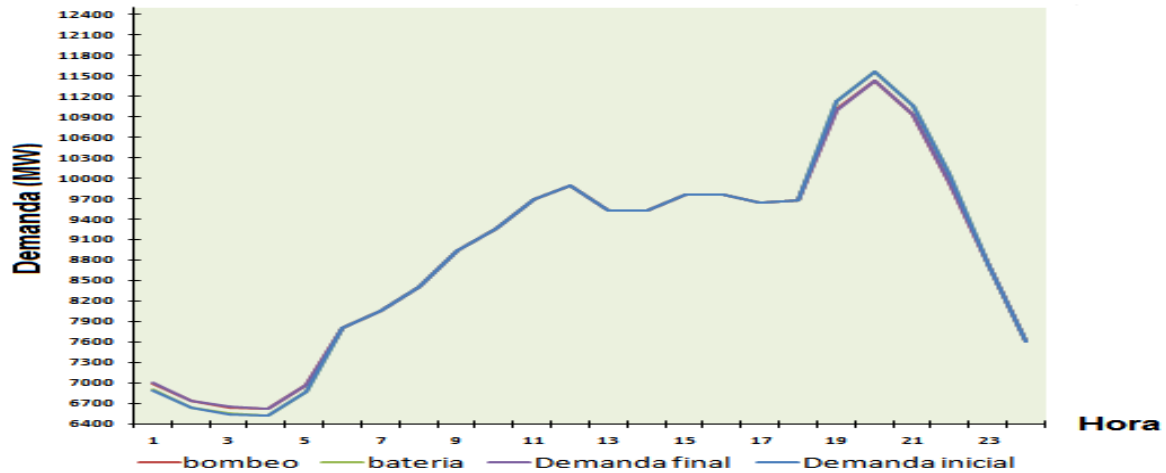
En el primer escenario se aplica la primera política de hidro-bombeo y de batería de la **Tabla 9-1**, donde se implementa la capacidad de 100,5MW para bombeo y 8,7MW para batería. Se compra energía eléctrica de 1-3am para baterías y de 1-5am para bombeo, se vende energía de la 19-20pm para batería y 19-22pm para bombeo. En las **Figuras 11-20 y 11-21** se puede ver los efectos en la curva de carga y en el precio de energía por la aplicación de la primera política de ambas tecnologías.

Se puede observar en la **Figura 11-20** la demanda de energía inicial o curva de carga en azul, la cual tiene un leve aumento (más que si se implementará solo la política 1 para cada una de las tecnologías) en la curva de carga en las 5 primeras horas del día y una leve disminución (menos que si se implementará solo la política 1 para cada una de las tecnologías) de la curva de carga en las horas pico de 19 a 22pm, el resultado se ve en la **Figura 11-20** como demanda final (suma demanda de energía de las tecnologías de hidro-bombeo y batería) se muestra en morado.

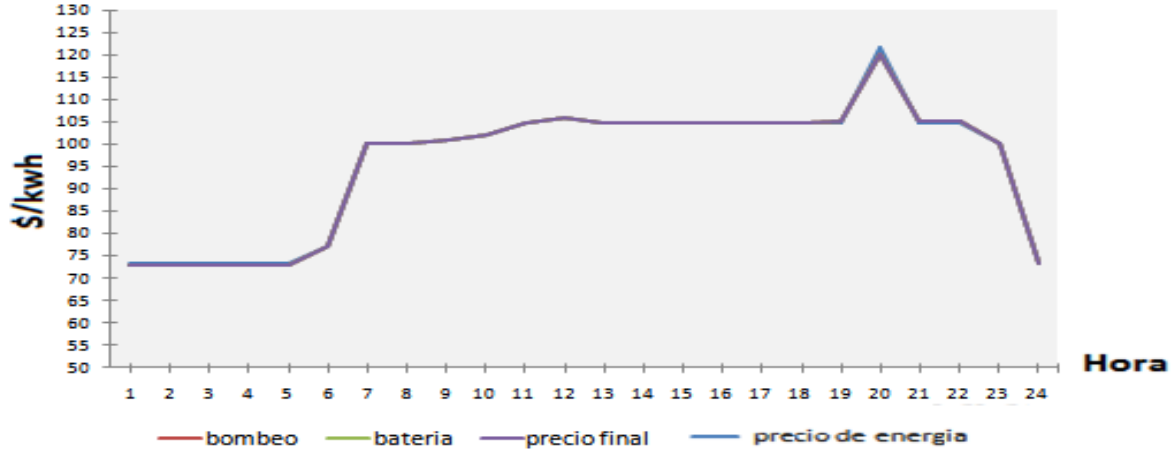
Además lo antes mencionado de aumento y disminución en la curva de carga, se debe por la compra de energía en las primeras horas de la tecnología de hidro-bombeo y batería, para almacenar energía y posteriormente venderla en las horas pico, el efecto que se tiene en la curva de carga no es representativo para alisar la curva.

Por otro lado se observa en la **Figura 11-21** el precio de energía sin tecnologías en azul y con hidro-bombeo y batería se representa como precio final (suma precio de energía de las tecnologías de hidro-bombeo y batería) se muestra en morado, y el resultado no muestra efecto en el precio con la participación de la tecnología de hidro-bombeo y batería.

**Figura: 11-20** Efecto en la Curva de carga por almacenamiento de hidro-bombeo y batería



**Figura 11-21:** Efecto en el precio por almacenamiento de hidro-bombeo y batería



### 11.1.2 Política 2 para las tecnologías de batería y Hidro-bombeo

En el segundo escenario se aplica la segunda política de hidro-bombeo y de batería de la **Tabla 9-1**, donde se implementa la capacidad de 400MW para bombeo y 40,6MW para batería. Se compra energía eléctrica de 1-3am para baterías y de 1-5am para bombeo, se vende energía de la 19-20pm para batería y 19-22pm para bombeo. En las **Figuras**

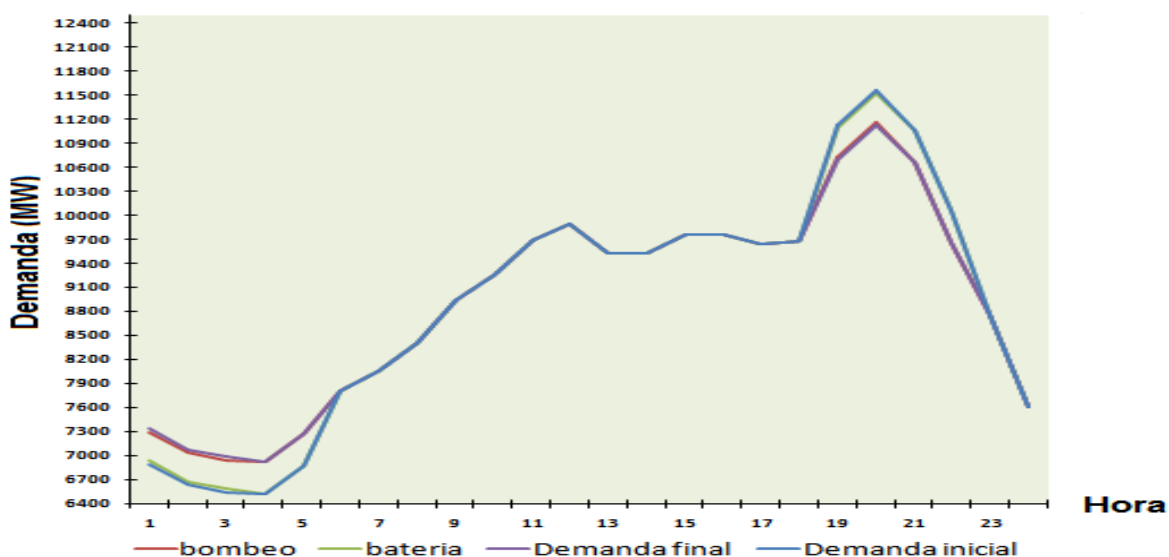
**11-22 y 11-23** se puede ver los efectos en la curva de carga y en el precio de energía por la aplicación de la segunda política de ambas tecnologías.

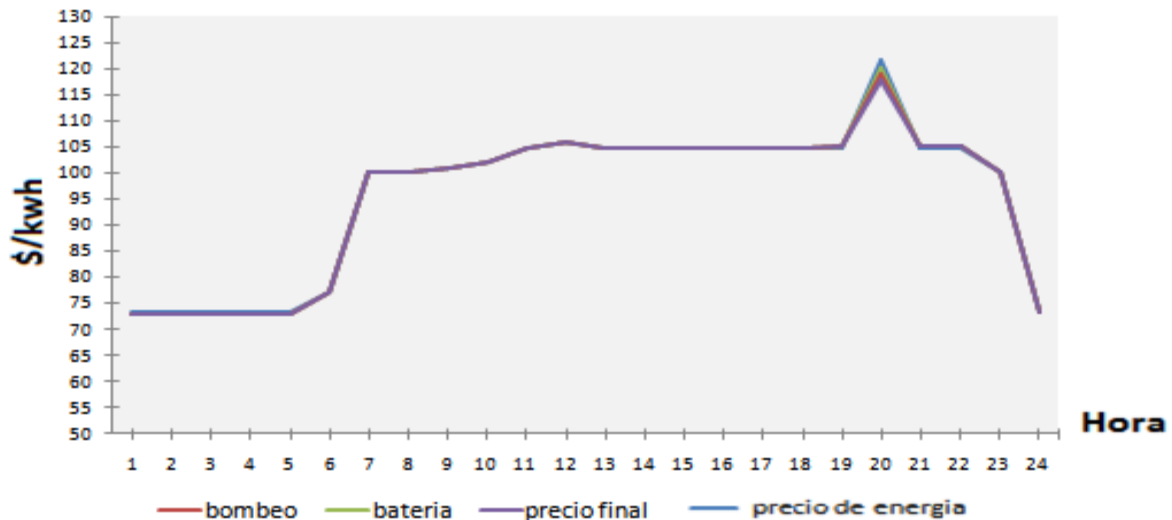
Se puede observar en la **Figura 11-22** la demanda de energía inicial o curva de carga en azul, la cual tiene un aumento (mas que si se implementará solo la política 1 para cada una de las tecnologías) en la curva de carga en las 5 primeras horas del día y una disminución (menos que si se implementará solo la política 1 para cada una de las tecnologías) de la curva de carga en las horas pico de 19 a 22 pm, el resultado se ve en la **Figura 11-22** como demanda final (suma demanda de energía de las tecnologías de hidro-bombeo y batería) se muestra en morado.

Además lo antes mencionado de aumento y disminución en la curva de carga, se debe por la compra de energía en las primeras horas de la tecnología de hidro-bombeo y batería, para almacenar energía y posteriormente venderla en las horas pico; el efecto que se tiene en la curva de carga empieza a ser representativo para alisar la curva, pero esto se debe más que todo a los aportes del hidro-bombeo ya que las baterías su aporte ayudan pero no son representativos.

Por otro lado se observa en la **Figura 11-23** el precio de energía sin tecnologías en azul y con hidro-bombeo y batería se representa como precio final (suma precio de energía de las tecnologías de hidro-bombeo y batería ) se muestra en morado, y el resultado da que hay una pequeña disminución en el precio aproximadamente de 1 \$/KWh con la participación de la tecnología de hidro-bombeo y batería, este efecto se debe a la tecnología de hidro-bombeo como antes se mostro en los escenarios de tal tecnología y las baterías realmente no tienen efecto como antes también se vio.

**Figura 11-22:** Efecto en la Curva de carga por almacenamiento de hidro-bombeo y batería



**Figura 11-23:** Efecto en el precio por almacenamiento de hidro-bombeo y batería

### 11.1.3 Política 3 para las tecnologías de batería y Hidro-bombeo

En el tercer escenario se aplica la política 3 de hidro-bombeo y de batería de la **Tabla 9-1**, donde se implementa la capacidad de 800MW para bombeo y 100,5MW para batería. Se compra energía eléctrica de 1-3am para baterías y de 1-5am para bombeo, se vende energía de la 19-20pm para batería y 19-22pm para bombeo. En las **Figuras 11-24 y 11-25** se puede ver los efectos en la curva de carga y en el precio de energía por la aplicación de la segunda política de ambas tecnologías.

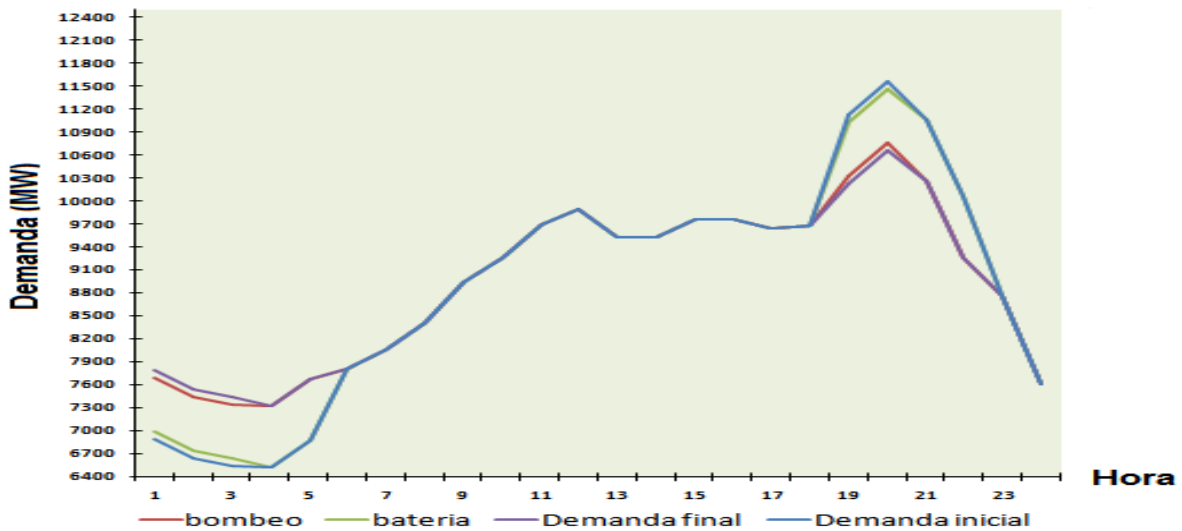
Se puede observar en la **Figura 11-24** la demanda de energía inicial o curva de carga en azul, la cual tiene un aumento (más que si se implementará solo la política 1 para cada una de las tecnologías) en la curva de carga en las 5 primeras horas del día y una disminución (menos que si se implementará solo la política 1 para cada una de las tecnologías) de la curva de carga en las horas pico de 19 a 22 pm, el resultado se ve en la **Figura 11-24** como demanda final (suma demanda de energía de las tecnologías de hidro-bombeo y batería) se muestra en morado.

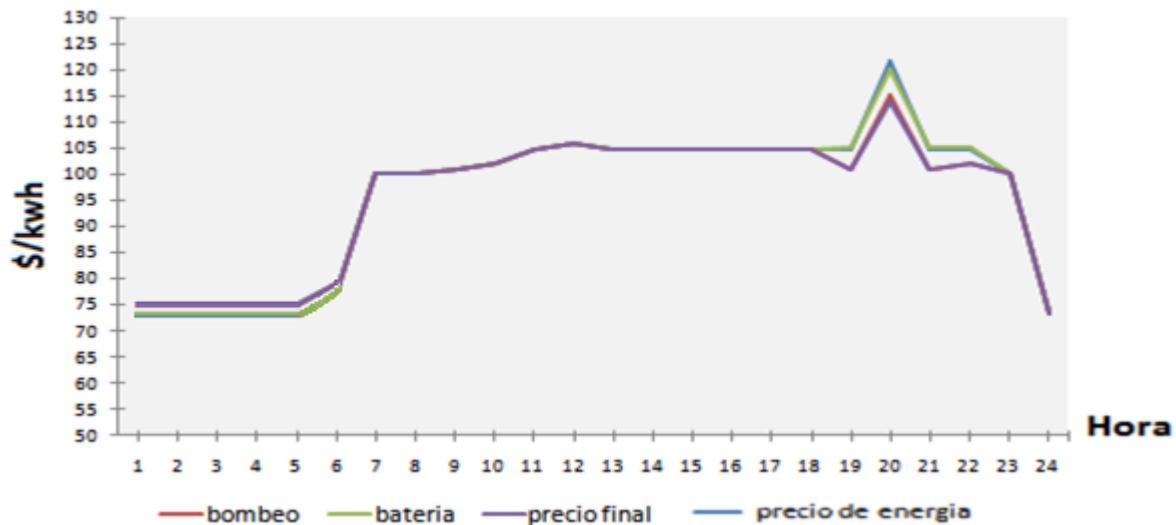
Además lo antes mencionado de aumento y disminución en la curva de carga, se debe por la compra de energía en las primeras horas de la tecnología de hidro-bombeo y batería, para almacenar energía y posteriormente venderla en las horas pico; el efecto que se tiene en la curva de carga es representativo para alisar la curva, debido que se

desearía tener una demanda lineal en todas las horas del día y este resultado, ayuda un poco a estar más cerca de este propósito, pero esto se debe más que todo a los aportes del hidro-bombeo ya que las baterías su aporte ayudan pero no son tan representativos.

Por otro lado se observa en la **Figura 11-25** el precio de energía sin tecnologías en azul y con hidro-bombeo y batería se representa como precio final (suma precio de energía de las tecnologías de hidro-bombeo y batería ) se muestra en morado, y el resultado muestra que hay un efecto de aumento en las primeras horas del precio y de disminución en el precio aproximadamente de 5 \$/KWh en las horas pico con la participación de la tecnología de hidro-bombeo y batería, este efecto se debe a la tecnología de hidro-bombeo como antes se mostro en los escenarios de tal tecnología y las baterías realmente no tienen efecto como antes también se vio.

**Figura 11-24:** Efecto en la Curva de carga por almacenamiento de hidro-bombeo y batería



**Figura 11-25:** Efecto en el precio por almacenamiento de hidro-bombeo y batería

Finalmente entre los resultados arrojados más relevantes se muestran que el efecto de las tecnologías juntas es relativamente el mismo efecto de la tecnología de hidro-bombeo, lo que se insinúa que el efecto de las baterías no es influyente además la tecnología de baterías cuando se evalúa sola no tiene efecto en la curva de precio de energía y tiene poco efecto en la curva de carga; mientras que para la tecnología de hidro-bombeo tiene efecto en la curva de carga y a partir de la política 2 tiene efecto en el precio de disminución, aunque en la política dos es muy poco significativo, pero en la política 3 ya es más significativo.

## 11. 2 Conclusiones

Las políticas de almacenamiento de energía que tuvieron más efecto en la curva de carga y de precio fueron las políticas 2 y 3, las cuales tuvieron casi el mismo efecto cuando se evaluó solo la tecnología de hidro-bombeo con las políticas 2 y 3. El efecto que varío un poco fue sobre la curva de carga la cual aumento la capacidad de las baterías en las horas valle y disminuyo esta misma capacidad en las horas pico, tanto para la política 2 y 3. Y donde se vio más efecto fue con la política 3 debido a la capacidad de las baterías de esta política; por otro lado para el efecto de la curva de precio de energía, tiene el mismo efecto de la tecnología de hidro-bombeo con las políticas 2 y 3, lo cual el efecto de las baterías no es a portante. Luego la política que tiene más efecto en ambas curvas es la política 3. Finalmente el efecto de las tecnologías juntas es relativamente el mismo efecto de la tecnología de hidro-bombeo, varía un poco el efecto sobre la curva de carga, la cual tiene un aumento en las 3 primeras horas valle y una disminución en las horas 19-20pm; mientras el efecto en el precio, sigue siendo igual al efecto de la tecnología de hidro-bombeo, lo que reitera de nuevo que el efecto de las baterías no es influyente en el precio.

## E. Anexo5 Datos valores presentes netos.

El almacenamiento de energía debido a las diferentes políticas aplicadas, genera unas ganancias las cuales para ver que tan representativas son en el tiempo, se calcula el valor presente neto; el cual se calcula de tres formas, donde todas estas tienen la base de la primera, solo que hay unas pequeñas variaciones para la segunda y tercer forma: La primera forma se calcula normal teniendo en cuenta los ingresos (venta energía almacenada por precio en pico) y gastos (compra de energía por precio en valle menos costo de operación y mantenimiento). La segunda forma considera el costo de transmisión y la tercera forma cambia en el precio de venta, por un precio de contrato. Para el cálculo de los valores presentes netos se hacen con la fórmula de Excel VNA y se calculan usando los datos de cada tecnología, aplicando sus respectivas políticas y sus tres variaciones antes mencionadas para el cálculo del valor presente neto llamadas formas, es de tener presente que el tiempo que aparece en cada tabla hace referencia a la vida útil de cada tecnología, el cual inicia desde el año 2013 y la tasa que se usó para el cálculo del valor presente neto fue del 10%, finalmente estos datos se muestran en las **Tablas 11-6, 11-7, 11-8, 11-9, 11-10, y 11-11.**

**Tabla 11-6:** Flujos de ganancias para hidro-bombeo usando política 1 y su respectiva forma.

Tiempo	Política 1 (forma 1)	Política 1 (forma 2)	Política 1 (forma 3)
Años	Flujos	Flujos	Flujos
0	-270000000000	-270000000000	-270000000000
2013	27246866729	27246658829	11809775796
2014	30400032416	30399805616	13296123682
2015	30159000000	30158773200	13149000000
2016	30852000000	30851773200	13572000000
2017	25308000000	25307773200	10188000000
2018	25308000000	25307773200	10188000000
2019	28935136590	28934909790	12401966490
2020	37089000000	37088773200	17379000000
2021	34548000000	34547773200	15828000000
2022	36855669210	36855442410	17236577310
2023	29235000000	29234773200	12585000000
2024	36396000000	36395773200	16956000000
2025	30852000000	30851773200	13572000000
2026	25308000000	25307773200	10188000000
2027	31776000000	31775773200	14136000000
2028	31776000000	31775773200	14136000000
2029	32670000000	32669792100	15120000000
2030	26463000000	26462773200	10893000000
2031	26463000000	26462773200	10893000000
2032	31776000000	31775773200	14136000000
2033	26925000000	26924773200	11175000000
2034	26463000000	26462773200	10893000000
2035	26463000000	26462773200	10893000000
2036	26463000000	26462773200	10893000000
2037	31776000000	31775773200	14136000000
2038	47715000000	47714773200	23865000000
2039	26463000000	26462773200	10893000000
2040	25296619452	25296392652	10181053431
2041	21612000000	21611773200	7932000000
2042	31962660362	31962433562	14249935546
2043	31776000000	31775773200	14136000000
2044	31776000000	31775773200	14136000000
2045	25308000000	25307773200	10188000000



Tiempo	Política 1 (forma 1)	Política 1 (forma 2)	Política 1 (forma 3)
Años	Flujos	Flujos	Flujos
2046	27387000000	27386773200	11457000000
2047	42402000000	42401773200	20622000000
2048	31776000000	31775773200	14136000000
2049	25308000000	25307773200	10188000000
2050	21612000000	21611773200	7932000000
2051	26463000000	26462773200	10893000000
2052	21612000000	21611773200	7932000000

**Tabla 11-7:** Flujos de ganancias para hidrobombeo usando política 2 y su respectiva forma.

Tiempo	Política 2 (forma 1)	Política 2 (forma 2)	Política 2 (forma 3)
Años	Flujos	Flujos	Flujos
0	-1080000000000	-1080000000000	-1080000000000
2013	105990279089	105990071189	45409650873
2014	106702657628	106702430828	44091232578
2015	123408000000	123407773200	54288000000
2016	180903745230	180903518430	89382805530
2017	94645977231	94645750431	36731960128
2018	145584000000	145583773200	67824000000
2019	115498313489	115498086689	49460009532
2020	137096895990	137096669190	62643559890
2021	129969758280	129969531480	58293229080
2022	117095233797	117095006997	50434753097
2023	132521355020	132521128220	59850697220
2024	110379974990	110379748190	46335828890
2025	167760000000	167759773200	81360000000
2026	145584000000	145583773200	67824000000
2027	118126308200	118126081400	51064110200
2028	136624573123	136624346323	62355258919
2029	107421133228	107420925328	46283029373
2030	146760083370	146759856570	68541869070
2031	128256510643	128256283843	57247480523
2032	146760083370	146759856570	68541869070

Tiempo	Política 2 (forma 1)	Política 2 (forma 2)	Política 2 (forma 3)
Años	Flujos	Flujos	Flujos
2033	119075106687	119074879887	51643246939
2034	139948334871	139948108071	64384048558
2035	83159631483	83159404683	29720814022
2036	125508083370	125507856570	55569869070
2037	127439750343	127439523543	56748938521
2038	124976111160	124975884360	55245158760
2039	146881105438	146880878638	68615739683
2040	146760083370	146759856570	68541869070
2041	103313161018	103312934218	42022319063
2042	146760083370	146759856570	68541869070
2043	105813482951	105813256151	43548489593
2044	146760083370	146759856570	68541869070
2045	118658280410	118658053610	51388820510
2046	146760083370	146759856570	68541869070
2047	103313161018	103312934218	42022319063
2048	146760083370	146759856570	68541869070
2049	139910280410	139910053610	64360820510
2050	90841603684	90841376884	34409810041
2051	118164362661	118164135861	51087338248
2052	125097133228	125096906428	55319029373

**Tabla 11-8:** Flujos de ganancias para hidrobombeo usando política 3 y su respectiva forma.

Tiempo	Política 3 (forma 1)	Política 3 (forma 2)	Política 3 (forma 3)
Años	Flujos	Flujos	Flujos
0	-216000000000	-216000000000	-216000000000
2013	239691064400	239690856500	107733506841
2014	278518756342	278518529542	127927033092
2015	204856732650	204856505850	82964499150
2016	227164592070	227164365270	96580984770
2017	246816000000	246815773200	108576000000
2018	197770401090	197770174290	78639075990
2019	291168000000	291167773200	135648000000
2020	335520000000	335519773200	162720000000
2021	329748675210	329748448410	159197243310
2022	231247422360	231247195560	99073101960
2023	252769300430	252769073630	112209832730

Tiempo	Política 3 (forma 1)	Política 3 (forma 2)	Política 3 (forma 3)
Años	Flujos	Flujos	Flujos
2024	228639302230	228639075430	97481132530
2025	291168000000	291167773200	135648000000
2026	201878138052	201877911252	81146395954
2027	248379763593	248379536793	109530505050
2028	248379763593	248379536793	109530505050
2029	300705655580	300705447680	144976179380
2030	233493415652	233493188852	100444032931
2031	204296591383	204296364583	82622594740
2032	291974483370	291974256570	136140269070
2033	336057655580	336057428780	163048179380
2034	209725404661	209725177861	85936285962
2035	225654925061	225654698261	95659499713
2036	196231677802	196231451002	77699855282
2037	249385258991	249385032191	110144248995
2038	252395124989	252394898189	111981439928
2039	223810640361	223810413561	94533767493
2040	238729791009	238729564209	103640262045
2041	248136217672	248135990872	109381847151
2042	204296591383	204296364583	82622594740
2043	336057655580	336057428780	163048179380
2044	233329858040	233329631240	100344199063
2045	336057655580	336057428780	163048179380
2046	248136217672	248135990872	109381847151
2047	248136217672	248135990872	109381847151
2048	292219389882	292219163082	136289757461
2049	292219389882	292219163082	136289757461
2050	321414853560	321414626760	154110365160
2051	169532755127	169532528327	61403110272
2052	336057655580	336057428780	163048179380

**Tabla 11-9:** Flujos de ganancias para baterías usando política 1 y su respectiva forma.

Tiempo	Política 1 (forma 1)	Política 1 (forma 2)	Política 1 (forma 3)
Años	Flujos	Flujos	Flujos
0	-1957500000	-1957500000	-1957500000
2013	-16978239,28	-16985169,28	-38558758,44
2014	-596343,1151	-603903,1151	-31122639,01
2015	-12075948,08	-12083508,08	-38129670,61
2016	-14101760,72	-14109320,72	-39366205,6
2017	-22205011,29	-22212571,29	-44312345,55
2018	-8699593,679	-8707153,679	-36068778,96
2019	-14101760,72	-14109320,72	-39366205,6
2020	-23217917,61	-23225477,61	-44930613,05

**Tabla 11-10:** Flujos de ganancias para baterías usando política 2 y su respectiva forma.

Tiempo	Política 2 (forma 1)	Política 2 (forma 2)	Política 2 (forma 3)
Años	Flujos	Flujos	Flujos
0	-9135000000	-9135000000	-9135000000
2013	-64584650,11	-64591580,11	-170024830,7
2014	-65779516,81	-65787076,81	-182627167,8
2015	-65336343,12	-65343903,12	-182356659,1
2016	-65336343,12	-65343903,12	-182356659,1
2017	-102880361,2	-102887921,2	-205273137,7
2018	-77851015,8	-77858575,8	-189995485,3
2019	-4327313,77	-4334873,77	-145117381,5
2020	-4327313,77	-4334873,77	-145117381,5

**Tabla 11-11:** Flujos de ganancias para baterías usando política 3 y su respectiva forma.

Tiempo	Política 3 (forma 1)	Política 3 (forma 2)	Política 3 (forma 3)
Años	Flujos	Flujos	Flujos
0	-22612500000	-22612500000	-22612500000
2013	-165207919	-165214849	-424083700
2014	-168596640	-168604200	-455537822
2015	-173322630	-173330190	-458422517
2016	-161707449	-161715009	-451332731
2017	-132893510	-132901070	-433745002
2018	-254628894	-254636454	-508051016
2019	-161707449	-161715009	-451332731
2020	-161707449	-161715009	-451332731