



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA ELÉCTRICA – SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA INTEGRADOS EN LA PLANEACIÓN DE  
LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TESIS  
PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
LEOBARDO TEPALCAPA SAN MIGUEL

TUTOR PRINCIPAL  
DR. NESTOR GONZÁLEZ CABRERA, FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, CDMX, DICIEMBRE DE 2023



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Juan Ramón Rodríguez Rodríguez

Secretario: Dr. Vicente Torres García

1 er. Vocal: Dr. Néstor González Cabrera

2 do. Vocal: Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina

3 er. Vocal: M.C. Luis Fernando Fuerte Ledezma

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, CDMX, México.

**TUTOR DE TESIS:**

DR. NÉSTOR GONZÁLEZ CABRERA

-----  
**FIRMA**

“Actúa solo según aquella máxima mediante la cual puedas querer al mismo tiempo que se convierta en una ley universal.”

Immanuel Kant

## **DEDICATORIA**

Quiero dedicar este trabajo a mis padres, Luz María San Miguel y Leobardo Tepalcapa, cuyo esfuerzo y dedicación en mi persona han hecho posible que esté aquí. A mi hermano Simón por ser fiel siempre a sus principios, su apoyo y cariño incondicional son invaluable. A mis abuelos, tíos y primos, Simón, Teodora, Silvia, Beatriz, Santiago, Mónica, Carolina, Santiago B., Tonatiuh y Daniel, por estar siempre a mi lado en todo momento.

## **AGRADECIMIENTOS**

*Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México, por brindarme la oportunidad de crecer tanto como ingeniero como individuo.*

*Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo económico para la realización de mis estudios de Maestría, como becario con registro No. CVU: 11421 62.*

*Agradezco al Dr. Néstor González Cabrera por el tiempo dedicado para la realización de esta tesis, su guía y orientación siempre fueron beneficiosas.*

*Agradezco a mis compañeros de Maestría por sus valiosos consejos y ayuda.*

## **RESUMEN**

La planeación de la expansión del sistema eléctrico de potencia tiene como objetivo encontrar la cantidad mínima de recursos que se le deben asignar al sistema eléctrico de potencia (SEP) para que pueda satisfacer la demanda pronosticada en un horizonte de entre diez y treinta años. Para ello debe mediar entre integrar nuevos elementos al sistema y mantener el menor costo de operación posible, con lo que implica definir: el número, el tiempo, la ubicación y el tipo de tecnología de los elementos que se van a integrar al sistema y al mismo tiempo la cantidad de potencia que todas las unidades de energía deben de inyectar al sistema para cumplir con el balance carga-generación.

En la actualidad se ha incrementado la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, lo cual ha disminuido el costo operativo del SEP. Sin embargo, tienen un efecto negativo, debido a la poca contribución que tienen estas plantas generadoras al control de frecuencia ante la presencia de una contingencia impactando en el costo de operación del SEP, una solución que se ha dado es la instalación de sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (Battery Energy Storage System por sus siglas en inglés BESS). Lo que ha permitido consolidar al BESS como una solución factible.

Bajo estas condiciones, el presente trabajo propone integrar al BESS en una formulación lineal del problema de la planeación de la expansión de la generación y la red de transmisión del sistema eléctrico de potencia (GTEP), Los resultados permitirán determinar las capacidades y las ubicaciones óptimas de los BESS y si son factibles en el suministro de energía en horas de alta demanda.

## **ABSTRACT**

Expansion planning of the power electric system focuses on finding the minimum number of economic resources to be committed to the power electric system so that it can meet the forecasted demand over a ten to thirty-year horizon. To this end, it must intermediate between integrating new elements to the system and maintaining the lowest possible operating cost, which implies defining: the number, time, location and type of technology of the elements to be integrated to the system and at the same time the amount of power that all the energy units must inject to the system to comply with the load-generation balance.

Currently, the generation of electricity from renewable energy sources has increased, which has reduced the operating cost of the SEP. However, they have a negative effect, due to the little contribution that these generating plants have to frequency control in the presence of a contingency, a solution that has been given is the installation of energy storage systems based on batteries (Battery Energy Storage System BESS). This has allowed to consolidate the BESS as a feasible solution.

Under these conditions, the present work proposes to integrate the BESS in a linear formulation of the problem of planning the expansion of the generation and transmission network of the electric power system (GTEP). The results will allow determining the optimal capacities and locations of the BESS and whether they are feasible in the supply of energy in hours of high demand.

# ÍNDICE

DEDICATORIA .....	3
AGRADECIMIENTOS.....	4
RESUMEN .....	5
ABSTRACT .....	6
ÍNDICE.....	7
LISTA DE FIGURAS .....	10
LISTA DE TABLAS.....	11
LISTA DE SÍMBOLOS.....	11
Capítulo 1 .....	13
INTRODUCCIÓN.....	13
1.1 La importancia de la inversión en los sistemas eléctricos de potencia.....	13
1.2 Motivación y Justificación.....	14
1.3 Hipótesis .....	15
1.4 Objetivo General y Específicos .....	15
1.5 Estado del Arte .....	16
1.6 La novedad de la propuesta de tesis .....	19
1.7 Estructura de la Tesis .....	20
Capítulo 2 .....	22
LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA .....	22
2.1 La planeación conjunta de la red de transmisión y capacidad de generación .....	22
2.1.1 Costos de producción de las unidades generadoras.....	22
2.1.2 Inversión requerida para instalación de nuevos elementos .....	23
2.1.3 Balance de energía.....	24
2.1.4. Restricciones físicas de los elementos.....	24
Límites de generación.....	24
Límites de transmisión .....	25

Flujos de potencia a través de las líneas de transmisión.....	25
2.1.5. Restricciones de seguridad .....	26
Límite de seguridad de los elementos que componen al SEP .....	26
Reserva de planeación .....	27
2.2 El modelo clásico del GTEP.....	27
2.3 Ejemplo ilustrativo .....	29
Capítulo 3 .....	32
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	32
3.1 Introducción.....	32
3.2 Modelo del BESS .....	33
3.2.1. Restricciones físicas del BESS.....	33
Descarga del BESS.....	34
Carga del BESS. ....	34
Capacidad de almacenamiento. ....	34
Estado de carga de la batería .....	35
3.2.2. Restricciones de operación del BESS.....	35
Conservación de la energía almacenada por los BESS .....	35
3.3 Integración de los sistemas de almacenamiento basados en baterías en el SEP.....	36
3.3.1 El modelo de integración del BESS .....	36
3.4 Ejemplo ilustrativo .....	38
Capítulo 4 .....	41
INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO BASADOS EN BATERÍAS EN LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA. ....	41
4.1 Introducción.....	41
4.2 Formulación del problema.....	42
4.2.1. Adecuaciones para integrar al BESS en el problema de la expansión del SEP..	42
4.2.2. Desarrollo del modelo .....	43
Función objetivo .....	44
Balance de energía.....	45
Restricciones físicas de los componentes.....	45
Restricciones de operación de los componentes.....	47
Flujos de potencia en la red de transmisión.....	48

Restricciones de seguridad .....	49
Restricciones de decisión.....	50
Modelo propuesto .....	51
4.4 Caso de validación.....	54
Capítulo 5 .....	57
CASOS DE ESTUDIO .....	57
5.1 Introducción.....	57
5.2 Sistema de Garver.....	58
5.3 Sistema IEEE-RTS de 24 nodos .....	68
Capítulo 6 .....	78
CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	78
6.1 Conclusiones.....	78
6.2 Trabajos futuros .....	80
Referencias .....	81
ANEXO .....	84
Gráficas del sistema IEEE-RTS de 24 nodos .....	84
Comportamiento de la generación y de la demanda.....	84
Inyección de energía por las unidades generadoras.....	85
Operación de la red de transmisión .....	87
Comportamiento de la energía almacenada en los BESS.....	93

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 2. 1 Diagrama esquemático del sistema de tres nodos.
- Figura 2. 2 Solución del sistema de tres nodos.
- Figura 3. 1 Diagrama esquemático del sistema de cinco nodos.
- Figura 3. 2 Comportamiento de la demanda del sistema de cinco nodos.
- Figura 3. 3 Inyección de energía al sistema de cinco nodos.
- Figura 4. 1 Diagrama esquemático del sistema de Garver propuesto para validación.
- Figura 4. 2 Solución al sistema de Garver propuesto para validación.
- Figura 5. 1 Comportamiento de la demanda durante el horizonte de planeación.
- Figura 5. 2 Solución encontrada para el sistema de Garver sin tener en cuenta al BESS.
- Figura 5. 3 Solución encontrada al sistema de Garver al integrar al BESS.
- Figura 5. 4 Operación de la red de transmisión del sistema de Garver durante el horizonte de planificación
- Figura 5. 5 Potencia inyectada por las unidades generadoras en el sistema de Garver durante el horizonte de planificación.
- Figura 5. 6 Generación global y perfil de carga para el sistema de Garver.
- Figura 5. 7 Almacenamiento de energía de las baterías en el horizonte de planeación para el sistema de Garver.
- Figura 5. 8 Estado inicial del sistema de 24 nodos.
- Figura 5. 9 Solución de la expansión del sistema de 24 nodos sin considerar al BESS.
- Figura 5. 10 Solución de la expansión del sistema de 24 nodos considerando al BESS.
- Figura 5. 11 Recursos económicos requeridos de dar solución al GTEP en el sistema de 24 nodos.

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2. 1	Datos de las unidades generadoras del sistema de tres nodos.
Tabla 2. 2	Datos de la red de transmisión del sistema de tres nodos.
Tabla 3. 1	Datos de las unidades generadoras del sistema de cinco nodos.
Tabla 3. 2	Datos de la red de transmisión del sistema de cinco nodos.
Tabla 4. 2	Datos de las unidades generadoras del sistema de Garver.
Tabla 4. 3	Datos de la red de transmisión del sistema de Garver.
Tabla 5. 1	Datos de los BESS propuestos para el sistema de Garver.
Tabla 5. 2	Análisis de la integración de elementos al sistema de Garver.
Tabla 5. 3	Comparación del costo de operación del sistema de Garver.
Tabla 5. 4	Datos de las unidades generadoras del sistema de 24 nodos.
Tabla 5. 5	Datos de la red de transmisión del sistema de 24 nodos.
Tabla 5. 6	Comparación de las inversiones del sistema de 24 nodos.
Tabla 5. 7	Comparación del costo de operación del sistema de 24 nodos.

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	Conjunto de años del horizonte de planeación.
$T$	Conjunto de subperiodos que componen un año del horizonte de planeación.
$TA$	Conjunto de subperiodos donde el BESS es capaz de conservar la energía almacenada.
$c$	Conjunto de equipos candidatos.
$e$	Conjunto de equipos existentes.
$d$	Potencia demandada.
$d_a^{MAX}$	Potencia demandada máxima en el año $a$ .
$L$	Línea de transmisión.
$A$	Conjunto de años del horizonte de planeación.
$L$	Línea de transmisión.
$g_i^0$	Conjunto de unidades de generación existentes en el nodo $i$ .
$g_i^+$	Conjunto de unidades de generación candidatas en el nodo $i$ .
$CP(P_g)$	Costo de operación de la unidad de generación.
$IN()$	Función de decisión para integrar un elemento al SEP.
$\alpha$	Factor económico para el cálculo del valor actual neto.
$\delta$	Factor de seguridad.
$I$	Inversión requerida para integrar un elemento al SEP.

$f$	Flujo de potencia de la línea de transmisión.
$f^{MAX}$	Potencia máxima de transmisión de la línea.
$L_{e,r}^0$	Línea existente entre el nodo e y r
$L_{e,r}^+$	Línea candidata entre el nodo e y r
$M$	Parámetro de penalidad para la línea de transmisión candidata.
$CM$	Costo de mantenimiento.
$x$	Variable de decisión de inversión.
$x^{MAX}$	Número máximo de equipos permitidos.
$\omega^{MAX}$	Número máximo de ciclos permitidos al BESS en un día.
$P^{MAX}$	Potencia máxima de generación.
$P^{MIN}$	Potencia mínima de generación.
$n$	Número de nodos.
$P$	Potencia inyectada por las unidades de generación.
$C^{BAT}$	Capacidad de la batería.
$P^{Iny}$	Potencia inyectada al sistema por el BESS.
$P^{Sus}$	Potencia sustraída del sistema por el BESS.
$P^{Alm}$	Potencia almacenada por el BESS.
$VC$	Velocidad de carga del BESS.
$VD$	Velocidad de descarga del BESS.
$F$	Costo asociado a la operación de un equipo.
$h$	Duración en horas de un periodo.
$B$	Susceptancia de la línea de transmisión.
$G$	Conductancia de la línea de transmisión.
$\Omega_i^0$	Conjunto de líneas existentes conectadas al nodo i.
$\Omega_i^+$	Conjunto de líneas candidatas conectadas al nodo i.
$V_i$	Fasor de voltaje del nodo i.
$\theta_i$	Ángulo de voltaje del nodo i.
$\theta^{ref}$	Ángulo nodal de referencia.
$RES$	Reserva de planeación.
$R_g^U$	Rampa de subida de la unidad generadora g.
$R_g^D$	Rampa de bajada de la unidad generadora g.

# Capítulo 1

## INTRODUCCIÓN

### **1.1 La importancia de la inversión en los sistemas eléctricos de potencia**

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está compuesto por: puntos de demanda de energía repartidos en un área geográfica bien delimitada, unidades de generación para producir la energía requerida por el sistema, líneas de transmisión para transportar la energía de las unidades de generación a los puntos de demanda, y el equipo adicional, requerido para cumplir con los requerimientos técnicos del SEP [1].

En la actualidad el suministro de energía eléctrica es indispensable para el desarrollo económico de los países. Por esta razón el suministro de esta energía debe ser segura, confiable, eficiente y económica. Para cumplir con lo anterior el SEP debe de tener un sistema de protecciones capaz de disminuir las afectaciones que tiene una falla en el resto de SEP, ser capaz de operar en estado estable ante la salida de uno de los elementos de generación o de transmisión y repartir la producción de la energía demandada entre las unidades de generación a un mínimo costo de operación. Para poder cumplir con estos requerimientos se tiene la figura del Operador Independiente del Sistema (Independent System Operator ISO por sus siglas en inglés), cuyas funciones principales son: ordenar la cantidad de energía suministrada por cada una de las unidades de generación disponibles al SEP, administrar la red de transmisión (evitar congestionamiento), administrar los servicios complementarios (reservas de energía) y garantizar la estabilidad del SEP. Para poder efectuar estas funciones el ISO resuelve para cada periodo de tiempo un problema con el objetivo de encontrar, la potencia inyectada por cada unidad generadora para satisfacer todas las demandas al mínimo costo [2].

Este costo de operación se ve afectado (incrementado) por los límites físicos de los componentes del sistema y por las restricciones que el sistema requiere, como: el aumento o disminución de la generación, la capacidad de transmisión de energía de la red eléctrica, la cantidad de reservas de energía, la potencia reactiva requerida para controlar el voltaje de los nodos, el nivel permitido de operación de líneas de transmisión cuando no se presenten perturbaciones en el SEP entre otros [2].

Por otra parte, se prevé un aumento significativo en la demanda de energía eléctrica en un horizonte de 10 a 30 años. Por este motivo, el ISO requiere la realización de estudios para el reforzamiento y expansión del SEP, lo que da pie a la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos

El problema de la planificación de la expansión del SEP es un problema a largo plazo (horizontes de 10 a 30 años) y afecta tanto a la red de transmisión, como a las unidades generadoras. Estos horizontes de largo plazo incrementan el nivel de incertidumbre en el proceso de toma de decisiones para la inversión en nuevos equipos, tales como: el comportamiento futuro de la demanda, la evolución del monto de inversión en las diferentes tecnologías, consideradas como alternativas a lo largo del horizonte de planificación, la evolución del precio del combustible de las diferentes unidades de generación, entre otros [2]. Además de esto, la expansión del sistema eléctrico debe guiarse según las reglas establecidas en la actualidad, por otro lado, el problema de la planificación de la expansión del SEP se ve limitado por el tamaño del SEP estudiado, dado la relación entre la dimensión del sistema.

## **1.2 Motivación y Justificación**

El propósito de la planificación conjunta de la capacidad de generación y la red de transmisión (Generation and Transmission Expansion Planning GTEP por sus siglas en inglés) es determinar: la cantidad, el tiempo, la ubicación y el tipo de tecnología de las nuevas unidades de generación y líneas de transmisión, requeridos para hacer frente a las exigencias

técnicas del sistema eléctrico al menor costo posible [2].

En México con la ley energética vigente [3] las inversiones realizadas en unidades generadoras de energía eléctrica renovable no convencionales han aumentado, lo que ha provocado la necesidad de aumentar las reservas de energía para mantener la confiabilidad y seguridad del SEP, teniendo como resultado un aumento en el costo de operación del SEP, esto se debe a la alta incertidumbre que surge dada la volatilidad de su fuente primaria de energía. Para poder hacer frente a esta incertidumbre en los últimos años se ha impulsado el desarrollo de los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (Battery Energy Store System BESS por sus siglas en inglés) hasta el punto de volverlos una solución a este problema, es por esto último que este trabajo propone estudiar la viabilidad de integrar al BESS en los estudios del GTEP.

### **1.3 Hipótesis**

La inclusión del BESS como participante en la expansión del sistema eléctrico, añade ventajas significativas al sistema como son:

- Disminuir la asignación de unidades generadoras costosas y por ende mejorar los costos operativos.
- Reducir la cantidad de reservas de energía que se requieren de las unidades generadoras en operación.
- Aminorar la congestión de las líneas que componen la red de transmisión.

### **1.4 Objetivo General y Específicos**

El objetivo general de este trabajo es desarrollar un modelo matemático que dé solución al problema de la expansión del sistema eléctrico con la participación del BESS.

Para lo cual se van a realizar los siguientes objetivos específicos:

1. Identificar propuestas en la resolución del problema de la planeación de la expansión del SEP.
2. Identificar los modelos utilizados en el BESS para su integración al SEP.
3. Desarrollar un modelo de operación y planificación, con la finalidad de reducir la carga máxima diaria y/o la congestión de transmisión.
4. Implementar casos de estudio que incluyan el comportamiento de la demanda a lo largo del horizonte de planificación, para analizar los costos de operación y la inversión requerida en el SEP a lo largo de dicho horizonte.

## 1.5 Estado del Arte

El GTEP es un problema de optimización el cual determina las inversiones que se deben realizar en el SEP para que se cumpla con el balance demanda-generación, teniendo en cuenta el incremento de la demanda en el tiempo, la red de transmisión, la capacidad de las distintas unidades generadoras, las restricciones físicas de los elementos que integran al sistema y las condiciones de seguridad requeridas por el ISO. Por lo tanto, el GTEP se encarga de proponer el tipo de tecnología, la capacidad, la ubicación y las fechas de puesta en servicio de los nuevos elementos que el sistema va a requerir para su correcto funcionamiento al menor costo posible [4].

La primera limitante que se tiene al proponer un modelo de GTEP son las dimensiones actuales de SEP, proponer un modelo que considere todas las restricciones físicas de los elementos que lo componen y todas las restricciones de seguridad requeridas por el ISO hacen que resolver el problema de la planeación tenga un alto costo computacional. De ahí que, han surgido tres análisis importantes: El primero es el análisis de la red de transmisión; el cual permite estudiar el flujo de energía entre las unidades generadoras y los centros de demanda. A este análisis se le denomina planeación de la expansión de la red de transmisión (Transmission Expansion Planning, por sus siglas en inglés TEP) y tiene como objetivo la construcción de líneas de transmisión requeridas por el SEP, de tal forma que se cuente con una capacidad de transmisión de energía mínima requerida para asegurar su correcto funcionamiento bajo los criterios de seguridad previamente establecidos [5], el segundo

análisis está dirigido a invertir en la capacidad de generación. Este problema es conocido como la planeación de la expansión de la capacidad de la generación (Generation Capacity Expansion Planning, por sus siglas en inglés GCEP); y está motivado por el crecimiento de la demanda con el paso del tiempo, por lo que se debe de considerar si es necesario ampliar la capacidad de las unidades de generación existentes y/o construir nuevas unidades generadoras con la finalidad de poder satisfacer el incremento de la demanda y las reservas de energía que el ISO requiere para garantizar el correcto funcionamiento del SEP [6], tanto el TEP como el GCEP son dos problemas fundamentales para tener un plan de expansión del SEP en periodos de largo plazo. En la mayoría de los casos se plantean de forma independiente. Sin embargo, en la actualidad se deben de considerar parte de una planificación conjunta, lo que da pie al tercer análisis; la planeación de la expansión de la capacidad de generación y la red de transmisión; ya que los planes de expansión de generación y transmisión están claramente interrelacionados. Dado que, si resolvemos el problema del GCEP considerando que la capacidad de transmisión es fija, entonces las nuevas unidades de generación se instalarán en aquellos lugares con suficiente capacidad de transmisión para poder transportar la energía producida. Esto es especialmente importante a la hora de decidir donde construir plantas de generación renovable, ya que las ubicaciones con características adecuadas para construirlas suelen estar situadas lejos de los centros de demanda y con poca capacidad de transmisión de energía al resto del sistema. Del mismo modo, si resolvemos el problema del TEP sin considerar la construcción de nuevas unidades de generación, entonces la expansión del sistema eléctrico se basará en fortalecer las líneas congestionadas dada la carga actual y la demanda prevista, y se está limitado por la capacidad de generación actual del sistema.

La primera elección que se debe de hacer para dar solución al GTEP es elegir el tipo de modelo. Dado que, el GTEP es un problema de optimización, no lineal, no convexo y entero mixto, para encontrar la solución implica el uso de técnicas de optimización no convencionales. Por ejemplo, en [7] usan algoritmos genéticos para encontrar una solución que contemple criterios térmicos; mientras que en [8] proponen el uso de métodos heurísticos con la finalidad de resolver el problema de la expansión considerando las pérdidas de potencia activa en la red de transmisión. Los principales inconvenientes del GTEP es que en

su forma clásica es que es un modelo no convexo, por lo no se puede asegurar que la solución obtenida sea el punto óptimo global, además al ser un problema no lineal el costo de cómputo es bastante elevado. Sin embargo, se tienen las siguientes ventajas: la inclusión de la potencia reactiva se puede asociar para lograr un número menor de líneas nuevas, se incluyen las pérdidas de potencia activa y reactiva, o se pueden realizar otros tipos de estudios como el de estabilidad de tensión.

En otros casos se realizan ciertas adecuaciones al sistema para poder resolverlo como un problema de optimización lineal entero mixto, utilizar modelos lineales tiene las siguientes ventajas: menor costo computacional, facilidad de implementación por las simplificaciones supuestas, y se pasa de un modelo no convexo a uno convexo por lo que se puede garantizar que la respuesta obtenida es la óptima [9]. Por otra parte, para considerar las pérdidas y los flujos de potencia reactiva es necesario la aplicación de subrutinas de linealización. Por ejemplo, en [5] utilizan un modelo de linealización por partes (Piecewise Linear por sus siglas en inglés PWL) para modelar las pérdidas en las líneas de transmisión.

Una segunda elección para la propuesta de los modelos es determinar si se va a realizar un estudio del tipo estático como el presentado en [5], al resolver este tipo de modelos se obtiene los equipos requeridos al final del horizonte propuesto, es decir, la solución nos indicará el número, la ubicación y el tipo de elemento a integrar al SEP. Sin embargo, se considera que todos los elementos se requerirán al mismo tiempo, en otras palabras, todos tienen la misma premura. Por otro lado, están los modelos de múltiples periodos, como el usado en [10] [11], este tipo de modelos suponen la resolución de múltiples subproblemas del GTEP al mismo tiempo, lo que implica un aumento en el costo computacional. Sin embargo, los resultados indican el tiempo en que cada elemento nuevo deba estar disponible, pudiendo así poner mayor atención en aquellos equipos con fechas de puesta en servicio más próximas y utilizar de mejor manera los recursos económicos disponibles. En [11], además de segmentar el análisis de la planificación de forma anualizada, hacen una segunda segmentación basados en el comportamiento de la demanda utilizando curvas de demanda representativas.

Por otra parte hay que decidir el tipo de restricciones de seguridad, las cuales pueden ser: del

tipo N-1 como las implementadas en [10]-[13], N-2 como se muestran en [6], reservas de energía[4] [6], límites de operación de líneas de transmisión, entre otras.

Si bien en un principio los BESS se restringieron a cubrir las deficiencias de las unidades de generación basadas en energías renovables no convencionales, donde la elección del BESS depende del tipo de unidad generadora, el uso de se le dará al sistema de almacenamiento además de parámetros como: la eficiencia del proceso de transformación, la capacidad del sistema, el tiempo de respuesta, la inversión requerida, la vida útil en años y ciclos, entre otros [15]. En la actualidad se plantea su participación directa en el mercado eléctrico, por ejemplo: con el fin de determinar un punto de operación óptimo es que en [16], proponen contemplar al BESS con miras a reducir las pérdidas. Mientras que en [17] proponen el uso del BESS como soporte en el sistema aislado de la península de Baja California en México y en [18] se ve los lineamientos para permitir la participación del BESS en el mercado finlandés. Por otro lado, los autores en [19] proponen utilizar al BESS como una forma de regular la frecuencia de las unidades generadoras por fuentes renovables.

Finalmente, en la bibliografía consultada, los BESS son utilizados en [20]-[22] como parte de la solución al problema de la asignación de unidades.

Es por lo aquí explicado que en los últimos años la planificación de la expansión del sistema eléctrico de potencia adquiere cada vez más importancia, y también por lo que se debe de considerar la integrar estas nuevas tecnologías en su formulación, con el fin de observar si se tiene una modificación en la elección de los equipos a instalar, con miras a encontrar la decisión de inversión óptima que satisfaga los requerimientos del SEP.

## **1.6 La novedad de la propuesta de tesis**

Durante la revisión del estado del arte, se observó que aún no hay trabajos donde se analice el impacto que tienen los BESS en la expansión del sistema eléctrico, si bien hay estudios del impacto del BESS en los sistemas eléctricos, estos principalmente se realizan para cumplir con la continuidad del servicio, los requerimientos de reservas operativas de las

unidades generadoras por energías renovables no convencionales, entre otros. Por lo que este trabajo propone estudiar: si la instalación de BESS en el sistema eléctrico tiene un impacto en la cantidad de unidades de generación y líneas de transmisión requeridas para hacer frente al incremento de la demanda de energía eléctrica, el impacto que tiene en el costo de operación total de forma que cumplan con las restricciones de seguridad definidas por el ISO.

## **1.7 Estructura de la Tesis**

Los capítulos subsecuentes de esta tesis se encuentran organizados de la siguiente manera:

### **Capítulo 2: El problema de la planeación de la expansión del sistema eléctrico.**

Se presenta la teoría necesaria para la resolución el problema de la extensión de los sistemas eléctricos de potencia, así como una descripción general de las restricciones aplicadas al SEP, y se expone el modelo clásico.

### **Capítulo 3: Sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías.**

Se muestran los fundamentos de los sistemas de almacenamiento de energía, se da una explicación de las principales razones que impulsaron el desarrollo de los sistemas de almacenamiento basados en baterías, así como el modelo básico propuesto del BESS y su integración en el SEP con fines de mejorar la operación económica de sistema.

### **Capítulo 4: Integración del BESS en el problema de la planeación de la expansión.**

Se da una explicación de los motivos de tomar en cuenta al BESS en la expansión del SEP, así como el modelo propuesto que integra al BESS en la planeación de la expansión del SEP por último se muestra el caso de validación del modelo propuesto contra resultados ya publicados.

### **Capítulo 5: Casos de estudio**

Se presentan dos casos de estudio, el primero es el modelo de Garver dado su amplio uso en el problema de la expansión del sistema eléctrico, y el segundo es el sistema de IEEE-RTS de 24 nodos, donde se considera un aumento del doble de la demanda inicial al final

del horizonte de planeación, en ambos la solución encontrada se analizará contra un sistema sin integración de elementos de almacenamiento de energía basados en baterías y para un horizonte de planificación de 10 años.

### **Capítulo 6: Conclusiones.**

Con base en los resultados obtenidos en el Capítulo 5, se presentan las conclusiones de la tesis en este capítulo. Además, se presentan las principales aportaciones de la tesis y los futuros trabajos a desarrollar.

# Capítulo 2

## LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

### 2.1 La planeación conjunta de la red de transmisión y capacidad de generación

La planeación de la expansión conjunta de la red de transmisión y la capacidad de generación tiene como objetivo minimizar el costo de operación que tendrá el SEP en un horizonte de largo plazo y las inversiones que se deben realizar en los elementos requeridos por el SEP para continuar con su correcto funcionamiento.

Para determinar el plan de expansión óptimo, es necesario considerar distintas restricciones que influyen en el plan de expansión, como: el cumplimiento del balance de energía, los límites físicos tanto de los elementos existentes como de los elementos propuestos, las restricciones de seguridad requeridas para elevar la confiabilidad del SEP, entre otros.

#### 2.1.1 Costos de producción de las unidades generadoras

Los costos de producción de las unidades generadoras son representaciones polinomiales que indican el comportamiento del costo asociado a la generación de la energía.

Generalmente el costo de producción se puede dividir en dos: los costos fijos, como el costo de operación o el costo de mantenimiento, y el costo variable, como el consumo de

combustible y demás aditamentos requeridos para el funcionamiento de las unidades generadoras. Para el problema del GTEP el costo de producción se representa por un polinomio de grado 1 sin termino independiente, como el mostrado a continuación:

$$CP(P_{g_i}) = F_{g_i} * P_{g_i} \quad (2.1)$$

Donde  $F_{g_i}$  es la cantidad de recursos económicos necesarios por una unidad generadora para producir un [MW] y  $P_{g_i}$  es la potencia inyectada al sistema por la unidad de generadora en [MW].

### 2.1.2 Inversión requerida para instalación de nuevos elementos

Para poder mantener al SEP seguro y confiable, es fundamental se destinen recursos económicos para invertir en la integración de nuevos elementos. Dada la cantidad finita de recursos económicos disponibles la asignación de dichos recursos debe de ser lo más eficiente posible, en el caso del GTEP la asignación de recursos se encuentra definida por dos elementos: una variable entera denominada variable de decisión y el monto que conlleva el construir el equipo asociado, es decir:

$$IN(g_1^+) = I_{g_1^+} * x_{g_1^+} \quad (2.2)$$

$$IN(L_{er}^+) = I_{L_{er}^+} * x_{L_{er}^+} \quad (2.3)$$

Donde  $I_{g_1^+}$  e  $I_{L_{er}^+}$  son las cantidades de recursos económicos que se necesitan para la integración de una unidad de generación o una línea de transmisión al SEP. Por otra parte,  $x_{g_1^+}$  y  $x_{L_{er}^+}$  son la cantidad de unidades de generación y líneas de transmisión que se integran al SEP.

### 2.1.3 Balance de energía

El balance de energía es la principal restricción a la que está sujeto el problema del GTEP, este balance de energía se debe de cumplir en todos los nodos, y se define como, la suma de las potencias producidas por las unidades generadoras menos la potencia demandada en cada nodo debe ser igual a la potencia inyectada o sustraída del nodo través de las líneas de transmisión conectadas al mismo.

$$\sum_{i=1}^n P_{g_i^0} + P_{g_i^+} + f_{\Omega_i^0} + f_{\Omega_i^+} = d_i \quad (2.4)$$

Donde  $P_{g_i^0}$  y  $P_{g_i^+}$  son las potencias inyectadas por las unidades generadoras existentes y candidatas. Mientras que  $f_{\Omega_i^0}$  y  $f_{\Omega_i^+}$  son los flujos inyectados o extraídos del nodo por las líneas de transmisión existentes y candidatas, y  $d_i$  es la potencia demanda en el nodo.

### 2.1.4. Restricciones físicas de los elementos

#### Límites de generación

La potencia producida por una unidades generadoras es una variable positiva, cuyos límites estan acotados de la siguiente forma: el límite inferior, que esta relacionado con la cantidad minima de potencia producida por la unidad generadora para que su operación sea viable [2] y el límite superior, que esta delimitado por la capacidad instalada (capacidad nominal de los generadores) de la unidad generadora, esto se puede expresar como:

$$P_g^{MIN} \leq P_g \leq P_g^{MAX} \quad (2.5)$$

$P_g^{MIN}$  es la potencia mínima que la unidad generadora puede inyectar al SEP y  $P_g^{MAX}$  es la cantidad máxima de potencia que la unidad generadora puede inyectar al SEP.

## Límites de transmisión

Según las características de los conductores que componen las líneas de transmisión, existe un límite (capacidad transmisión) de inyección o sustracción de potencia de un nodo. Por lo tanto, una línea de transmisión debe funcionar de modo que no se infrinja su límite de capacidad de transmisión [1]. Esto se formula como:

$$|f_L| \leq f_L^{MAX} \quad (2.6)$$

Donde  $f_L$  es la potencia transmitida por la línea y  $f_L^{MAX}$  es la capacidad de transmisión de la línea.

## Flujos de potencia a través de las líneas de transmisión

El propósito de las líneas de transmisión es el de transferir potencia desde un nodo emisor hasta un nodo receptor, la cantidad de potencia transportada está restringida por, la admitancia de la línea y los voltajes de los nodos emisor y receptor, este flujo de potencia se calcula como.

$$f_{e,r} = G_{er}V_e^2 + V_eV_r[G_{er} \cos(\theta_e - \theta_r) + B_{er} \sin(\theta_e - \theta_r)] \quad \forall e \in n \quad (2.7)$$

Donde  $G_{er}$  es la conductancia de la línea de transmisión,  $B_{er}$  es la susceptancia de la línea de transmisión,  $V_e$  y  $V_r$  son las magnitudes de voltaje en los nodos emisor y receptor,  $\theta_e$  y  $\theta_r$  son los ángulos de voltaje en los nodos emisor y receptor.

En los modelos de la planeación de la expansión se toma la linealización de la ecuación (2.7), donde que se asumen las siguientes suposiciones:

1. Se tiene una red eléctrica sin pérdidas, es decir, se desprecia la resistencia de las líneas

2. Las magnitudes de los voltajes nodales están cerca de 1 [pu].

$$V_e \approx V_r \approx 1$$

3. La diferencia angular entre nodos adyacentes es pequeña, es decir.

$$\theta_e - \theta_r \approx 0$$

Dado que se desprecian las cargas ( $R_{er} = 0$ ) entonces de la ecuación (2.7) se obtiene que:

$$f_{er} = V_e V_r [B_{er} \sin(\theta_e - \theta_r)] \quad \forall e \in n \quad (2.8)$$

Aplicando el supuesto de que  $V_e \approx V_r \approx 1$  a (2.8) resulta que:

$$f_{er} = B_{er} \sin(\theta_e - \theta_r) \quad \forall e \in n \quad (2.9)$$

Por último, al aplicar el supuesto de que  $\theta_e - \theta_r \approx 0$  a (4.17) se consigue:

$$f_{er} = B_{er}(\theta_e - \theta_r) \quad \forall e \in n \quad (2.10)$$

Donde  $B_{er}$  es la susceptancia de la línea de transmisión. Mientras que,  $\theta_e$  y  $\theta_r$  son los ángulos de los nodos emisor y receptor respectivamente.

### **2.1.5. Restricciones de seguridad**

Las restricciones de seguridad son establecidas por el ISO con la finalidad de garantizar el correcto funcionamiento del SEP ante la presencia de una perturbación, algunas de estas restricciones son: Un límite de operación de los elementos que componen al SEP y las reservas operativas.

#### **Límite de seguridad de los elementos que componen al SEP**

Si bien todo elemento que compone al SEP está limitado por las características de los elementos que lo integran, se debe de cuidar que: En el estado operativo normal ningún

elemento del SEP debe operar con valores superiores a sus límites físicos incluso ante la presencia de la contingencia sencilla más severa [23], por lo que se define un límite superior de operación permitido que los elementos del sistema debe de cumplir siempre que el SEP opere en estado estable, esto se puede definir como:

$$|f_{L_{er}}^0| \leq \delta_{L_{er}} * f_{L_{er}}^{MAX} \quad (2.11)$$

Donde el factor de seguridad  $\delta_L$  es una variable real positiva menor a 1 y está definida por el ISO de modo tal que ante la presencia de la contingencia más sencilla los elementos que integran a la red de transmisión no operen en valores superiores a su capacidad máxima.

## Reserva de planeación

Para asegurar que la confiabilidad del SEP no se vea comprometida ante la ocurrencia de una contingencia, se precisa que la capacidad de generación disponible sea mayor a la demanda [23], es decir:

$$\sum_{i=1}^n [P_{g_i^0}^{MAX}] + [P_{g_i^+}^{MAX} * x_{g_i^+}] = (1 + RES.) d_a^{MAX} \quad \forall a \in A \quad (2.12)$$

Donde *RES* es la reserva de planeación y es una constante real positiva menor a 1 y se recomienda sea mayor a 0.06 [24].  $P_{g_i^0}^{MAX}$  y  $P_{g_i^+}^{MAX}$  son las potencias máximas de inyección de las unidades generadoras existentes y candidatas respectivamente y  $x_{g_i^+}$  es el número de unidades de generación candidatas propuestas.

## 2.2 El modelo clásico del GTEP

Teniendo en cuenta las definiciones expuestas en esta sección, la formulación clásica del GTEP, queda definido como:

$$\min \left[ \sum_{i=1}^n [F_{g_i^0} P_{g_i^0} h + F_{g_i^+} P_{g_i^+} h] + \sum_{i=1}^n [I_{g_i^+} * x_{g_i^+}] + \sum_{i=1}^n [I_{L_{\Omega_i}^+} * x_{L_{\Omega_i}^+}] \right] \quad (2.13)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^n P_{g_i^0} + P_{g_i^+} + f_{\Omega_i^0} + f_{\Omega_i^+} = d_i \quad (2.14)$$

$$P_{g_i^0}^{MIN} \leq P_{g_i^0} \leq P_{g_i^0}^{MAX} \quad \forall i \in n \quad (2.15)$$

$$P_{g_i^+}^{MIN} x_{g_i^+} \leq P_{g_i^+} \leq P_{g_i^+}^{MAX} x_{g_i^+} \quad \forall i \in n \quad (2.16)$$

$$-\delta_{\Omega_i^0} f_{\Omega_i^0}^{MAX} \leq f_{\Omega_i^0} \leq \delta_{\Omega_i^0} f_{\Omega_i^0}^{MAX} \quad \forall i \in n \quad (2.17)$$

$$-\delta_{\Omega_i^+} f_{\Omega_i^+}^{MAX} x_{\Omega_i^+} \leq f_{\Omega_i^+} \leq \delta_{\Omega_i^+} f_{\Omega_i^+}^{MAX} x_{\Omega_i^+} \quad \forall i \in n \quad (2.18)$$

$$f_{L_{e,r}^0} - B_{e,r}(\theta_e - \theta_r) = 0 \quad \forall L_{e,r}^0 \in \Omega_e^0 \quad \forall e \in n \quad (2.19)$$

$$f_{L_{e,r}^+} - x_{L_{e,r}^+} * B_{e,r}(\theta_e - \theta_r) = 0 \quad \forall L_{e,r}^+ \in \Omega_e^+ \quad \forall e \in n \quad (2.20)$$

$$\sum_{i \in e} [P_{g_i}^{MAX}] + \sum_{i \in c} [P_{g_i}^{MAX} * x_{g_i}] \geq (1 + RES)d \quad (2.21)$$

$$-\pi \leq \theta_i \leq \pi \quad \forall i \in n \quad (2.22)$$

$$\theta^{ref} = 0 \quad (2.23)$$

$$x_{g_c} = \{0, \dots, x_{g_c}^{MAX}\} \quad (2.24)$$

$$x_{\Omega_i^+} = \{0, \dots, x_{\Omega_i^+}^{MAX}\} \quad \forall i \in n \quad (2.25)$$

Donde (2.13) es la formulación de la función objetivo, la restricción (2.14) representa la ecuación de balance de energía, las restricciones (2.15) y (2.16) son los límites de generación de las unidades generadoras existentes y candidatas respectivamente, las restricciones (2.17)-

(2.18) representan los límites de transmisión de energía por las líneas existentes y candidatas para evitar la congestión de la red de transmisión, la restricción (2.19) simboliza el flujo de potencia en líneas de transmisión existentes, la restricción (2.20) indica el flujo de potencia en líneas de transmisión candidatas, la restricción (2.21) representa la ecuación de reserva de planeación del SEP, la restricción (2.22) limita los valores de los ángulos nodales, la restricción (2.23) es la elección del nodo de referencia y las referencias (2.24) y (2.25) son los valores posibles para las variables de decisión.

### 2.3 Ejemplo ilustrativo

Con el objetivo de observar el funcionamiento del modelo no lineal anteriormente descrito se plantea probarlo en un sistema de tres nodos (Figura 2.1). Los datos de las unidades generadoras existentes y candidatas se muestran en la tabla 2.1. Mientras que, en la tabla 2.2 se muestran los datos de la red de transmisión. Los elementos de la red de transmisión y las unidades de generación pueden operar al 100% de su capacidad y no se requiere de una reserva de planeación.

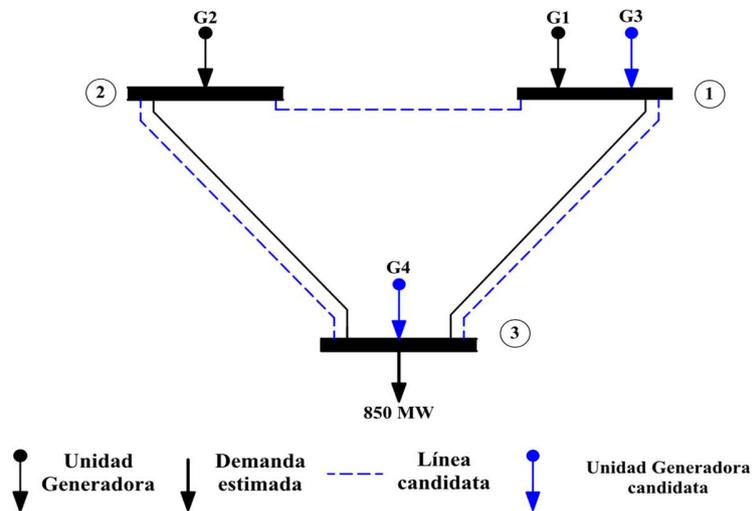


Fig. 2.1 Diagrama esquemático del sistema de tres nodos.

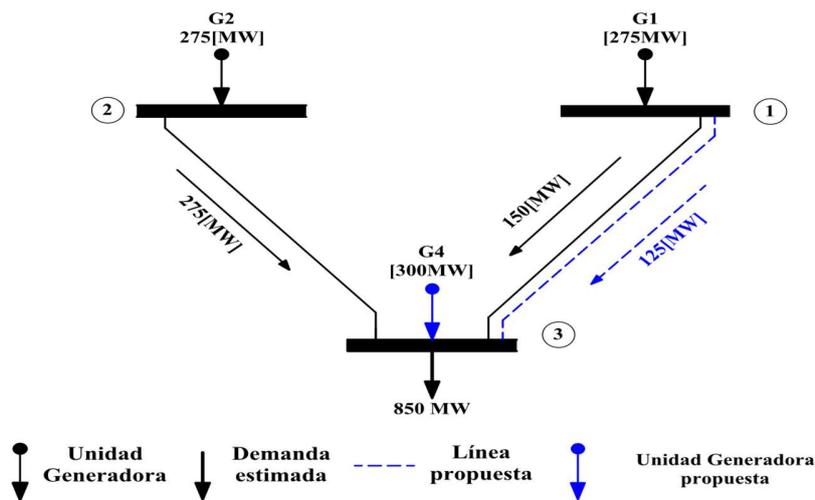
**Tabla 2.1** Datos de las unidades generadoras del sistema de tres nodos.

GEN	Nodo	$P^{MIN}$ (MW)	$P^{MAX}$ (MW)	$F_g$ (\$/MWh)	$I_g$ (M\$)	$x_g^{MAX}$
G1	1	0	275	14.08	---	---
G2	2	0	275	22.11	---	---
G3	1	0	300	20.41	92.70	1
G4	3	0	300	20.41	92.70	1

**Tabla 2.2** Datos de la red de transmisión del sistema de tres nodos.

Nodo receptor (i)	Nodo emisor (j)	$B_{L_{ij}}$	$f_{L_{ij}}^{max}$ [MW]	$I_{L_{ij}}$ [M\$]	$x_{L_{ij}}^{MAX}$
1	3	2.50	150	---	---
2	3	1.25	300	---	---
1	2	2.50	150	40	1
1	3	2.63	150	38	1
2	3	3.22	150	31	1

La solución encontrada para poder satisfacer la demanda al final de horizonte de planeación es la siguiente: se requerirán un total de \$271,519,190.00 de los cuales \$38,000,000 se deben de asignar a reforzar la red de transmisión, \$ 92,700,000.00 se deben adjudicar para incrementar la capacidad de generación finalmente se necesitan \$140,819,190.00 para cubrir el costo de operación óptimo para poder suministrar los 850 [MW] que el sistema demandará, en la Figura 2.2 se muestra la solución encontrada.



**Fig. 2.2** Solución del sistema de tres nodos.

Para encontrar la solución al modelo propuesto, se utilizó un equipo de cómputo con un procesador Intel(R) Core(TM) i5-1035G4 CPU @ 1.10 GHz - 1.50 GHz, y 12.0 GB de memoria RAM. El modelo se implementó en Matlab. Y se utilizó el toolbox de programación no lineal entera-mixta de surrogateop [25].

# Capítulo 3

## SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

### 3.1 Introducción

Los sistemas de almacenamiento de energía tienen como objetivo aprovechar al máximo la energía inyectada por las unidades de generación al SEP para mantener el equilibrio de carga-generación. Su fundamento radica en almacenar la energía durante periodos en los que la potencia de inyección requerida por el ISO a las unidades generadoras es inferior a la potencia mínima de dichas unidades. Posteriormente, esta energía almacenada se inyecta al SEP durante periodos de alta demanda o cuando se presente una perturbación [26].

Podemos aludir que una de las primeras aplicaciones de los sistemas almacenamiento de energía que están presentes en los sistemas eléctricos de potencia es la que se dio a principios del siglo XX con la implementación de las grandes centrales hidroeléctricas, donde se aprovecha la energía potencial del agua almacenada en una presa, para producir energía eléctrica de una forma confiable, con lo que se reduce la dependencia de la variación del gasto del cuerpo de agua con respecto del tiempo. Otro ejemplo es a partir de mediados del siglo XX, con el desarrollo de las centrales nucleoelectricas, se vuelve factible el uso de sistemas de bombeo de agua a una presa como medio de almacenamiento, estos sistemas de almacenamiento fueron desarrollados en gran medida por la casi nula variación de energía producida que tienen las centrales nucleoelectricas [27].

En la actualidad dada la alta integración de unidades de generación por medio de energías

renovables no convencionales al sistema eléctrico de potencia, se ha propiciado el uso de los sistemas de almacenamiento de energía para: resolver el problema de la intermitencia de las fuentes de energía de este tipo de unidades de generación [17]. Es decir, se trata de preservar la energía y utilizarla en caso de un cambio en las condiciones de generación, o bien de, almacenar la energía para poder inyectarla al sistema en casos donde se presente una perturbación, estos objetivos del almacenamiento de energía han impulsado el desarrollo los sistemas de almacenamiento basados en baterías.

## **3.2 Modelo del BESS**

Los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías son sistemas cerrados que funcionan a partir de reacciones químicas reversibles que dan como resultado la absorción o la liberación de electrones, la eficiencia de este proceso oscila entre 80%-90%, y están fuertemente relacionados con la temperatura de operación. Por otra parte, la cantidad de energía producida en relación con la cantidad de componentes químicos fluctúa entre los 30 y los  $200 \frac{Wh}{kg}$ , estos datos son algunas de las principales restricciones a la hora de proponer el tamaño adecuado de este sistema de almacenamiento [28]. Es por estas razones que en un principio los sistemas de almacenamiento basados en baterías fueron usados para almacenar la energía y poder utilizarla en casos donde se presentase una perturbación. Sin embargo, en la actualidad se ha empezado a proponer la participación del BESS como un elemento independiente que participante en el mercado eléctrico [29].

### **3.2.1. Restricciones físicas del BESS**

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías, como cualquier sistema están delimitados, por sus características físicas, es decir, por los límites físicos de los componentes que integran al sistema y por condiciones relativas a la operación, entre las principales restricciones inherentes al BESS están: la descarga del BESS, la carga del BESS, su capacidad de almacenamiento, el comportamiento de la energía almacenada en el tiempo y las velocidades de: carga y descarga [27].

### **Descarga del BESS.**

Es la cantidad de energía inyectada al sistema eléctrico por parte del BESS en un periodo de tiempo, esta inyección de energía está limitada por la capacidad de la batería, y se puede representar como:

$$P_{BESS_{i,t}}^{Iny} \leq C_{BESS_i}^{BAT} \quad \forall i \in e, \forall t \in T \quad (3.1)$$

Donde  $P_{BESS}^{Iny}$  es la potencia inyectada al sistema por el BESS y  $C_{BESS_i}^{BAT}$  es la capacidad de la batería.

### **Carga del BESS.**

Es la cantidad de energía sustraída del sistema eléctrico por parte del BESS en un periodo de tiempo, esta energía se almacenará para su posterior inyección y está acotada por la capacidad instalada del BESS, es decir:

$$P_{BESS_{i,t}}^{Sus} \leq C_{BESS_i}^{BAT} \quad \forall i \in e, \quad \forall t \in T \quad (3.2)$$

Donde  $P_{BESS}^{Sus}$  es la potencia sustraída del sistema por el BESS.

### **Capacidad de almacenamiento.**

Es la cantidad de energía que el BESS puede acumular, la capacidad de almacenamiento está delimitada por la capacidad del BESS, es decir:

$$P_{BESS_{i,t}}^{Alm} \leq C_{BESS_i}^{BAT} \quad \forall i \in e, \forall t \in T \quad (3.3)$$

Donde  $P_{BESS_{i,t}}^{Alm}$  es la potencia almacenada por el BESS.

## Estado de carga de la batería

El estado de carga es la cantidad de energía que la batería tiene almacenada en un instante de tiempo, está en función de la cantidad de energía almacenada en el instante anterior y si en el estado actual está inyectando o sustrayendo energía del sistema, y se representa como:

$$P_{BESS_{i,t}}^{Alm} = P_{BESS_{i,t-1}}^{Alm} - P_{BESS_{i,t}}^{Iny} + P_{BESS_{i,t}}^{Sus} \quad \forall i \in e, \forall t \in T \quad (3.4)$$

### 3.2.2. Restricciones de operación del BESS

Algunas limitantes del BESS son: la cantidad de tiempo que el sistema de almacenamiento puede mantener la energía para su uso futuro, pues dada la naturaleza de los componentes de las baterías, estas no pueden almacenar la energía de forma indefinida, es decir, no pueden almacenar la energía sustraída del sistema por periodos de tiempo muy prolongados, otra limitante del BESS es la degradación que sufren las baterías por cada ciclo de operación, en otras palabras, el descaste de los elementos que componen la batería según el número de veces que esta se cargue y descargue.

### Conservación de la energía almacenada por los BESS

Dado que los sistemas de almacenamiento basados en baterías no pueden conservar la energía almacenada por un tiempo muy prolongado, es necesario restringir el tiempo de operación durante el cual se puede hacer uso de dicha energía, para ello se divide el tiempo total en subperiodos que estén dentro del rango de tiempo donde la batería es capaz de mantener la energía almacenada sin sufrir cambios considerables, una vez hecha la subdivisión se debe de cumplir con la restricción de balance de la energía propia del BESS, la cual dice que: Para cada subperiodo la suma de energía sustraída del sistema menos la suma de la energía inyectada al sistema debe de ser igual a cero, es decir.

$$\sum_{t=1}^{t=|ta|} P_{BESS_{i,t}}^{Sus} - \sum_{t=1}^{t=|ta|} P_{BESS_{i,t}}^{Iny} = 0 \quad \forall i \in e, \forall ta \in TA \quad (3.5)$$

### 3.3 Integración de los sistemas de almacenamiento basados en baterías en el SEP

La disminución de los costos de operación de las unidades de generación cuyas fuentes primarias de energía son las renovable no convencionales (eólica y fotovoltaica) han aumentado su participación para cubrir la demanda. Sin embargo, estas mismas unidades de generación han traído consigo la necesidad de aumentar las reservas de energía para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico, esto se debe por la alta incertidumbre que surge dada la fluctuación de la demanda y la volatilidad de la generación eléctrica mediante estos tipos de fuentes de energía, es por ello que para poder obtener el máximo beneficio de estas centrales eléctricas en los últimos años se han impulsado el desarrollo de los BESS [32].

En la actualidad la inversión necesaria para instalar un sistema de almacenamiento basado en baterías ha disminuido, por lo que algunos estudios como [17] señalan algunos de los beneficios de integrar al BESS como un componente que opere de forma regular en el SEP, donde el BESS funciona en cambios bruscos en la demanda, proporcionando la generación faltante en caso de que la demanda aumente rápidamente pero también absorbiendo la generación sobrante ante una disminución abrupta de la demanda, con lo que contribuye a tener una curva de demanda más suave, lo a su vez implica que las unidades generadoras tengan un mejor rendimiento. Por otra parte, dada la flexibilidad de operación del BESS se le considera un reemplazo ideal para sustituir el uso de las unidades térmicas como reserva operativa del sistema, logrando establecer un punto de operación más económico.

#### 3.3.1 El modelo de integración del BESS

Teniendo en cuenta las definiciones expuestas en las anteriores secciones, la formulación

del problema de la integración del BESS, queda definido como:

$$\min \left[ \sum_{t \in T} \left( \sum_{i \in e} (F * P_{g_{i,t}} * h_t) + \sum_{i \in e} (F * P_{BESS_{i,t}}^{Iny} * h_t) \right) \right] \quad (3.6)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^n (P_{g_{i,t}} + f_{\Omega_{i,t}} + P_{BESS_{i,t}}^{Iny} - P_{BESS_{i,t}}^{Sus}) = d_{i,t} \quad \forall t \in T \quad (3.7)$$

$$P_{g_i}^{MIN} \leq P_{g_{i,t}} \leq P_{g_i}^{MAX} \quad \forall t \in T, \forall i \in e \quad (3.8)$$

$$-\delta_{L_i} f_{L_i}^{MAX} \leq f_{L_{i,t}} \leq \delta_{L_i} f_{L_i}^{MAX} \quad \forall t \in T, \forall i \in e \quad (3.9)$$

$$f_{L_{i,t}} - B_{k,j}(\theta_k - \theta_j) = 0 \quad \forall t \in T, \forall i \in e \quad (3.10)$$

$$P_{BESS_{i,t}}^{Iny} \leq P_{BESS_i}^{MAX} \quad \forall i \in e, \forall t \in T \quad (3.11)$$

$$P_{BESS_{i,t}}^{Sus} \leq P_{BESS_i}^{MAX} \quad \forall i \in e, \forall t \in T \quad (3.12)$$

$$P_{BESS_{i,t}}^{Alm} = P_{BESS_{i,t-1}}^{Alm} - P_{BESS_{i,t}}^{Iny} + P_{BESS_{i,t}}^{Sus} \quad \forall i \in e, \forall t \in T \quad (3.13)$$

$$P_{BESS_{i,t}}^{Alm} \leq P_{BESS_i}^{MAX} \quad \forall i \in e, \forall t \in T \quad (3.14)$$

$$\sum_{t=1}^{t=|T|} P_{BESS_{i,t}}^{Sus} - \sum_{t=1}^{t=|T|} P_{BESS_{i,t}}^{Iny} = 0 \quad \forall i \in e, \forall t \in T \quad (3.15)$$

$$-\pi \leq \theta_i \leq \pi \quad i = 1, \dots, n \quad (3.16)$$

$$\theta^{ref} = 0 \quad (3.17)$$

Donde (3.7) es la formulación de la función objetivo, la restricción (3.8) representa la ecuación de balance de energía, la restricción (3.9) representa los límites de generación de las distintas unidades generadoras disponibles, la ecuación (3.10) representan los límites de transmisión de energía por las líneas para evitar la congestión de la red de transmisión, la restricción (3.11) expresa el flujo de potencia linealizado en la red de transmisión, las ecuaciones (3.12)-(3.13) delimitan la cantidad de energía inyectada y sustraída del sistema de un periodo por el BESS, mientras que las ecuaciones (3.14)-(3.15) acotan la acumulación de energía través del tiempo, la ecuación (3.16) delimita el uso de la energía por parte del BESS durante el horizonte del estudio, la ecuación (3.17) limita los valores de los ángulos nodales, finalmente la restricción (3.18) es la elección del nodo de referencia.

### 3.4 Ejemplo ilustrativo

Con el objetivo de mostrar el funcionamiento del modelo de integración del BESS en el SEP, se plantea el un sistema de cinco nodos (Figura 3.1). Los datos de las unidades generadoras se muestran en la tabla 3.1. Mientras que, en la tabla 3.2 se muestran los datos de la red de transmisión. Se tiene además un BESS de 50MW con un costo de operación de 10[\$/MWh] en el bus 2 del sistema. Finalmente, la curva de demanda tiene un comportamiento mostrado en la figura 3.2.

**Tabla 3.1** Datos de las unidades generadoras del sistema de cinco nodos.

GEN	Nodo	$P^{MIN}$ (MW)	$P^{MAX}$ (MW)	$F_g$ (\$/MWh)
G1	1	0	40	14
G2	1	0	170	15
G3	3	0	520	30
G4	4	0	200	40
G5	5	0	600	10

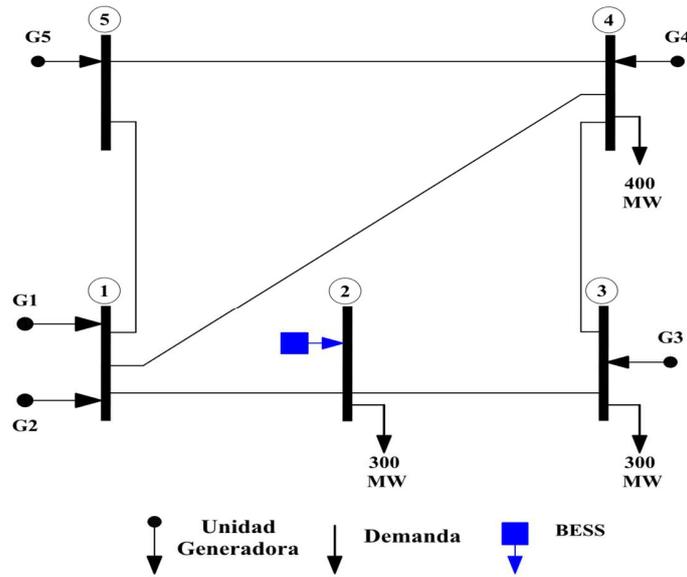


Fig. 3.1 Diagrama esquemático del sistema de cinco nodos.

Tabla 3.2 Datos de la red de transmisión del sistema de cinco nodos.

Nodo receptor (i)	Nodo emisor (j)	$B_{Lij}$	$f_{Lij}^{max}$ [MW]
1	2	35.59	400
1	4	32.89	400
1	5	156.25	400
2	3	92.59	400
3	4	33.67	400
4	5	33.67	400
1	2	35.59	400

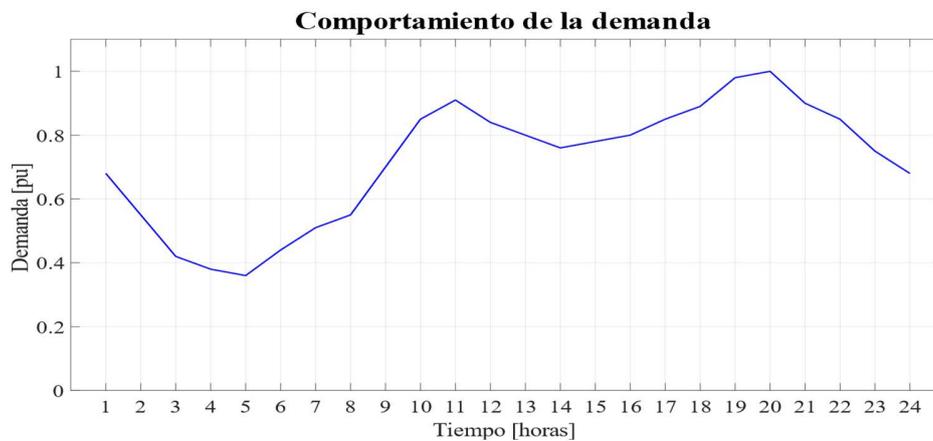
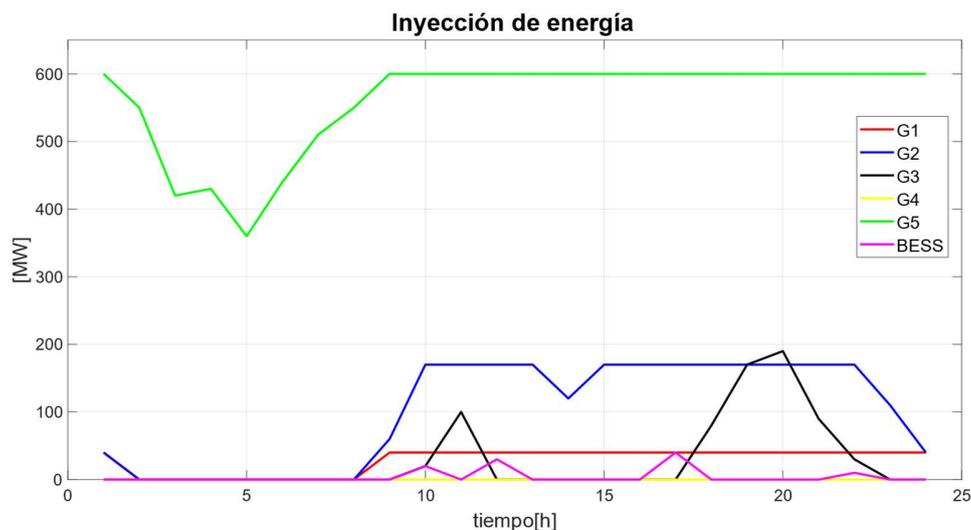


Fig. 3.2 Comportamiento de la demanda del sistema de cinco nodos.

La solución encontrada para poder satisfacer la demanda a lo largo del día es la siguiente: se requerirán un total de \$ 201,670.00 de los cuales \$200,670.00 están asociados al costo de operación de las unidades de generación, \$ 1,000.00 se deben adjudicar a solventar el costo de operación del BESS, para cubrir la demanda de energía del sistema, en la Figura 3.4 se muestran el comportamiento de la energía inyectada al sistema por las unidades generadoras y por el BESS durante las 24 horas.



**Fig. 3.3** Inyección de energía al sistema de cinco nodos.

Es importante observar que en periodos de baja demanda únicamente el G5 inyecta potencia al SEP para satisfacer la demanda. Por otra parte, el G4 al ser la unidad más costosa no inyecta potencia. De forma similar G3 solo inyecta potencia en los picos. Se debe de notar que el BESS no inyecta la energía en los picos de demanda, el BESS opta por la estrategia de inyectar la energía en periodos antes o después de que el G3 inyecte, con la finalidad de disminuir la cantidad total de energía que el G3 debía de inyectar al SEP si no existiera el BESS.

Para encontrar la solución al modelo mostrado, se utilizó un equipo de cómputo con un procesador Intel(R) Core(TM) i5-1035G4 CPU @ 1.10 GHz - 1.50 GHz, y 12.0 GB de memoria RAM. El modelo se implementó en Matlab. Y se utilizó el toolbox de programación lineal de linprog [30].

# Capítulo 4

## INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO BASADOS EN BATERÍAS EN LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

### 4.1 Introducción

La planeación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia es un problema de optimización, cuyo objetivo es determinar la cantidad, el tiempo y la ubicación de nuevos componentes que el sistema eléctrico de potencia va a necesitar para hacer frente al aumento de la demanda en un horizonte de largo plazo (10 o más años) y simultáneamente cumplir con los requerimientos técnicos que el ISO precise para satisfacer con las características de seguridad, confiabilidad y continuidad del suministro de energía [2], llegando a un equilibrio entre la inversión requerida de añadir elementos nuevos al SEP y el costo de operación de las unidades generadoras para poder suministrar la potencia demandada.

En el capítulo 2 se presentó un modelo clásico del GTEP, a este tipo de modelos se les denominan modelos estáticos, porque solo se considera el pronóstico de la demanda al final del horizonte de planeación, y es en este momento cuando se deben de tener integrados los nuevos elementos en el SEP. Si bien los nuevos elementos propuestos en los modelos

estáticos cumplen con los requerimientos del sistema eléctrico, existe un inconveniente, el cambio de la demanda a través del tiempo es gradual, motivo por el cual el SEP, va a requerir se le refuerce en diferentes instantes de tiempo, en otras palabras, no todos los componentes a instalar se van a requerir en el mismo instante de tiempo, para poder dar una solución a este obstáculo es que se desarrollan los modelos de múltiples periodos, en estos modelos el horizonte de planificación se divide en un número finito de subperiodos, y para cada subperiodo se plantea una formulación estática del problema, con lo cual se busca precisar el instante en que se deben añadir los nuevos elementos al SEP.

## **4.2 Formulación del problema**

La integración del BESS en los sistemas eléctricos de potencia tiene como objetivo principal disminuir los cambios en la inyección de potencia eléctrica de las unidades de generación, el no contemplar estos escenarios puede producir: un aumento excesivo del costo de la energía, el deslastre de la carga, la inestabilidad o el colapso del sistema. Es por esto por lo que se hacen atractivos los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías.

La idea principal de los sistemas de almacenamiento es aprovechar al máximo las fuentes de energía permitiendo que se utilice la mayor cantidad de energía, donde la energía que no se inyecte al SEP se almacene, para inyectarla después. Para que un sistema de almacenamiento basado en baterías sea viable los beneficios de integrarlo al SEP deben superar los costos de inversión que se requieren para su puesta en marcha, por lo que no solo se debe de encontrar su ubicación ideal, también se debe de proponer su tamaño óptimo por ejemplo en [32] se realizan estudios para encontrar el tamaño adecuado que debe tener un sistema de almacenamiento basado en baterías.

### **4.2.1. Adecuaciones para integrar al BESS en el problema de la expansión del SEP**

Para poder integrar al BESS en la formulación del problema del GTEP es necesario tener en

cuenta el principio de funcionamiento de los sistemas de almacenamiento, en otras palabras, se debe de integrar una curva de comportamiento de la demanda, pues no se puede entender a los sistemas de almacenamiento de energía sin la variación de la demanda en el tiempo, lo que implica implementar un modelo de la expansión del SEP de múltiples periodos.

Por otro lado el desarrollo de un modelo de la planeación de la expansión de múltiples periodos tiene el inconveniente de aumentar el número de variables que conforman el problema de forma lineal por cada subperiodo, lo que puede provocar que la solución al problema conlleve un alto costo computacional [5][6], es por esto que en este trabajo se utiliza una curva de comportamiento de la demanda con el fin de reducir el número de variables implicadas en la resolución del modelo y al mismo tiempo tener resultados confiables.

#### **4.2.2. Desarrollo del modelo**

Se sabe que el dinero disminuye su valor real con el paso del tiempo, a una tasa aproximadamente igual a la inflación. Esto implica que para realizar una evolución económica correcta de cualquier proyecto se deberá de tomar en cuenta el cambio del valor real del dinero en el tiempo. La variación del valor real queda definida, según la tasa de interés a la que este sujeto el proyecto y el número de periodos en los que se divida el tiempo total de ejecución del proyecto, esta variación queda definida como:

$$\alpha_{com}(a) = (1 + int)^a \quad \forall a \in A \quad (4.1)$$

La parte del análisis económico tiene como propósito determinar la cantidad de recursos económicos que se requieren para integrar un nuevo elemento al SEP, este análisis toma en cuenta: los montos de inversión, las depreciaciones y amortizaciones de los elementos ( la cantidad recursos que se deben asignar para integrar el elemento al SEP en el tiempo estipulado), entre otros. En el presente trabajo se consideran dos casos; el primero es el análisis del costo del combustible, el cual se considera siempre aumenta en el tiempo, por lo que queda bien definido con la ecuación (4.1), y el segundo es la cantidad de recursos económicos que se deben de asignar para la integración de un nuevo elemento, esta cantidad

se define para cada subperiodo en que se divida el horizonte de planeación, por otro lado, dado que en el modelo del GTEP de múltiples periodos una vez integrado un nuevo elemento al SEP este debe de considerarse como existente para el resto del horizonte hace necesario un análisis diferente por lo que el este trabajo se propone lo siguiente, la cantidad de recursos necesarios para integrar a un elemento al SEP, está definido por la suma de: la cantidad inicial de recursos requeridos y la suma de los intereses que se requieren para la amortización de los proyectos derivado del adelanto en la integración de algún elemento al SEP, esto se sustenta en que el monto inicial requerido para integrar a un elemento al SEP se tomó con la base de que será requerido al final del horizonte y la cantidad mostrada es la se debe de asignar a cada elemento candidato al inicio del plan de expansión, si bien esa cantidad representa una número mayor en el futuro, el adelantar la puesta en marcha de alguno de estos elementos representan un gasto mayor de recursos económicos (por ejemplo: el aumento de la mano de obra, el incremento de la cantidad de recursos para adquirir los materiales para la construcción, entre otros), dicho lo anterior, el análisis económico de los elementos candidatos a instalar quede definido como:

$$\begin{aligned} \alpha_{equ}(a) &= [(1 + int)^{|A|-a}] - 1 \quad \forall a \in \{1, 2, \dots, |A| - 1\} \\ \alpha_{equ}(a) &= 1 \quad a = |A| \end{aligned} \tag{4.2}$$

## **Función objetivo**

La solución óptima de cualquier problema de optimización produce el mejor valor de la función objetivo de modo que se cumpla con todas sus restricciones. En el modelo del GTEP propuesto es del tipo lineal entero mixto, donde las variables de decisión están relacionadas con los costos de operación de los generadores para satisfacer la demanda y las inversiones requeridas para integrar a los equipos nuevos al SEP. La función objetivo es la siguiente:

$$\begin{aligned}
\min & \left[ \sum_{a=1}^A \alpha_a^{ren} * \left[ \sum_{i=1}^n (I_{g_i^+} + CM_{g_i^+}) * P_{g_i^+}^{MAX} * x_{a,g_i^+} \right] \right. \\
& + \left[ \sum_{i=1}^n (I_{BESS_i} + CM_{BESS_i}) * C_{BESS_i}^{BAT} * x_{a,BESS_i} \right] \\
& + \left. \left[ \sum_{i=1}^n (I_{\Omega_i^+} * x_{a,\Omega_i^+}) \right] \right] + \sum_{a=1}^A \alpha_a^{com} \\
& * \left[ \sum_{ta=1}^{TA} \sum_{i=1}^n [F_{g_i^0} * P_{a,ta,g_i^0} * h_{ta}] + [F_{g_i^+} * P_{a,ta,g_i^+} * h_{ta}] \right] \\
& + \left. \left[ \sum_{ta=1}^{TA} \sum_{i=1}^n [F_{BESS_i} * P_{a,ta,BESS_i}^{Iny} * h_{ta}] \right] \right] \quad (4.3)
\end{aligned}$$

## Balance de energía

El balance de energía es la principal restricción a la que está sujeta la planeación de la expansión del SEP, en este modelo el balance de energía queda definido como, la suma de las potencias producidas por las unidades generadoras, más la suma de las potencias inyectadas por los BESS, menos la suma de las potencias sustraídas por los BESS, más la suma de las potencias inyectadas o sustraídas del nodo través de las líneas de transmisión conectadas al nodo debe de ser igual a la demanda del nodo, este balance de energía se debe de cumplir en todos los nodos, y en todos los periodos de tiempo, es decir:

$$\sum_{i=1}^n (P_{g_{i,t}^0} + P_{g_{i,t}^+} + P_{BESS_{i,t}}^{Iny} - P_{BESS_{i,t}}^{Sus} + f_{\Omega_i^0} + f_{\Omega_i^+}) = d_{i,t} \quad \forall t \in T \quad (4.4)$$

## Restricciones físicas de los componentes

Todo elemento que conforma al sistema eléctrico de potencia se encuentra delimitado a

funcionar en un rango de operación definido por los parámetros de diseño con los cuales fue construido, y por la cantidad de elementos que lo conforman, estas restricciones son inherentes a los componentes del sistema y para este modelo se subdividen en: límites de la capacidad de transmisión, límites de generación, límites de inyección de potencia por el BESS, límites de absorción de potencia por el BESS y límites de potencia almacenada por el BESS.

Las líneas de transmisión deben funcionar de modo que no se infrinja su límite de capacidad de transmisión. Esto se formula como:

$$\left| f_{\Omega_i^0,t} \right| \leq f_{\Omega_i^0}^{MAX} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.5)$$

$$\left| f_{\Omega_i^+,t} \right| \leq x_{\Omega_i^+,t} * f_{\Omega_i^+}^{MAX} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.6)$$

Del mismo modo, la potencia que las diferentes unidades de generación pueden inyectar al sistema se encuentran delimitadas, por su capacidad instalada, es decir:

$$P_{g_i^0}^{MIN} \leq P_{g_i^0,t} \leq P_{g_i^0}^{MAX} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.7)$$

$$x_{g_i,t} * P_{g_i}^{MIN} \leq P_{g_i,t} \leq x_{g_i,t} * P_{g_i}^{MAX} \quad \forall i \in c, \forall t \in T \quad (4.8)$$

Por otro lado, los sistemas de almacenamiento se encuentran confinados por tres restricciones físicas, la primera es la capacidad de almacenamiento, la segunda es la capacidad de sustracción de energía la cual está relacionada con un aumento en de la energía almacenada y la tercera es la capacidad de inyección de energía que está relacionada con el uso de la energía almacenada, todas estas restricciones esta limitadas por el tamaño de la batería y quedan representadas por las siguientes ecuaciones:

$$P_{BESS_i,t}^{ALM} \leq x_{BESS_i,t} * C_{BESS_i}^{BAT} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.9)$$

$$P_{BESS_{i,t}}^{Sus} \leq x_{BESS_{i,t}} * C_{BESS_i}^{BAT} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.10)$$

$$P_{BESS_{i,t}}^{Iny} \leq x_{BESS_{i,t}} * C_{BESS_i}^{BAT} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.11)$$

## Restricciones de operación de los componentes

Se conocen como restricciones de operación a las características que todo componente debe de cumplir para tener un funcionamiento adecuado, la aplicación de estas restricciones conllevan a obtener resultados más apegados a la realidad. En este trabajo se consideran las siguientes: el estado de carga del BESS a través del tiempo, el tiempo durante el cual se puede considerar que la energía almacenada no sufre pérdidas y la limitación de los ciclos de carga y descarga del BESS.

La energía almacenada en el BESS para un instante de tiempo es la cantidad de energía que el BESS puede sustraer del SEP en ese momento, está restringido por la cantidad de energía que la batería conserva de un instante anterior, y por el actual funcionamiento del BESS, en otras palabras, si el BESS está inyectando energía al SEP entonces la cantidad de energía almacenada disminuye en ese momento, por el contrario si el BESS está sustrayendo energía del SEP la cantidad de energía almacenada en la batería aumentara, por ultimo si el BESS en ese instante de tiempo no sustrae ni inyecta energía al sistema entonces la batería mantendrá la cantidad de energía previa, estas restricciones quedan definidas por la siguiente ecuación:

$$P_{BESS_{j,t}}^{Alm} = P_{BESS_{j,t-1}}^{Alm} - P_{BESS_{j,t}}^{Iny} + P_{BESS_{j,t}}^{Sus} \quad \forall j \in c, \quad \forall t \in T \quad (4.12)$$

Para poder asegurar que si el BESS no sustrae ni inyecta energía al SEP en un instante de tiempo entonces mantendrá la energía almacenada previamente, es que se requiere limitar el tiempo en que el BESS va a poder funcionar, dado que los componentes que integran a las baterías no pueden almacenar la energía por periodos muy prolongados de tiempo, se va a limitar que la energía almacenada en el BESS solo se pueda utilizar en un periodo de tiempo

de un día, lo anterior se logra igualando la cantidad de energía sustraída a la energía inyectada en ese lapso de tiempo, esta restricción se puede expresar como:

$$\sum_{ta=1}^{ta=|Ta_y|} P_{BESSj,ta}^{Sus} - \sum_{ta=1}^{ta=|Ta_y|} P_{BESSj,ta}^{Iny} = 0 \quad \forall j \in c, T = \{Ta_1, \dots, Ta_y\}, \forall y \in A \quad (4.13)$$

Para poder asegurar la viabilidad de integrar al BESS en el problema de la planeación de la expansión de los sistemas eléctricos se debe de asegurar que la batería puede operar en todo el horizonte de planeación sin degradar sus características. En la actualidad se ha demostrado que las baterías pueden operar hasta en 10,000 ciclos de carga y descarga sin degradarse de forma importante, motivo por el cual en este trabajo se propone un máximo de un ciclo de carga y descarga por día, esta cantidad de ciclos propuestos se basa en la siguiente premisa, al plantearse un horizonte de 10 años y una curva característica de demanda diaria implica que en caso de que el modelo encuentre factible instalar un BESS en el año 1 y si también el BESS opera en todos los años un ciclo de carga y descarga, el número total de operaciones será de 3,650 con lo cual se puede asegurar que al finalizar el horizonte de planeación el BESS podrá continuar operando, por lo antes mencionado es que la restricción de ciclos de carga y descarga queda acotado por la siguiente expresión:

$$\sum_{ta=1}^{ta=|Ta_y|} P_{BESSi,t}^{Sus} \leq C_{BESSi}^{BAT} \quad \forall j \in c, T = \{Ta_1, \dots, Ta_y\}, \forall y \in A \quad (4.14)$$

## Flujos de potencia en la red de transmisión

La red de transmisión permite transportar la potencia inyectada al SEP por las unidades generadoras y los BESS a los puntos de demanda. Toda línea eléctrica está conectada entre dos nodos, a los cuales se denominan como: nodo emisor; que es un nodo del cual se sustrae energía y nodo receptor; que es el nodo donde se inyecta parte de la energía sustraída. Dada la explicación en el capítulo 2 este flujo puede calcularse como:

$$f_{er} = B_{er}(\theta_e - \theta_r) \quad \forall e \in n \quad (4.15)$$

## Restricciones de seguridad

El sistema eléctrico de potencia debe asegurar el suministro de energía bajo condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, y seguridad. Estas condiciones obligan a que se asuman un conjunto de criterios para operar de manera que se garantice la integridad del SEP, con miras a maximizar el tiempo en que el sistema eléctrico de potencia se encuentre funcionando en estado estable, y minimizando el riesgo de daño a los equipos que lo conforman cuando se presente una perturbación [24]. Las restricciones de confiabilidad que se implementan en este modelo son: la reserva de planeación y las restricciones de operación permitidas para los elementos del SEP cuando se encuentre funcionando sin la presencia de una contingencia.

La reserva de planeación asegura la confiabilidad del SEP al final del horizonte de planeación, en la reserva de planeación se combinan las reservas rodantes (unidades de generación con inercia mecánica) y las reservas no rodantes (equipos de inyección de potencia que no tienen una inercia mecánica) [23]. Lo anterior se puede expresar como:

$$\sum_{i=1}^n (P_{g_i}^{MAX} + P_{g_i}^{MAX} * x_{g_i,a} + P_{BESS_{i,a}}^{Alm}) \geq (1 + RES) d_{|a|}^{MAX} \quad \forall a \in A \quad (4.16)$$

Por otra parte, el ISO debe de asegurar que ante la presencia de una perturbación todos los elementos que lo componen participen en la estabilización del sistema. Para lograr esto el ISO impone un porcentaje de resguardo de la capacidad instalada a todos los elementos del SEP con el fin de tener la certeza de que el sistema puede operar aún en la salida de uno de los elementos, esta restricción afecta al límite máximo de operación de los elementos que integran al sistema [23], es decir:

$$P_{g_{i,t}^0} \leq \delta_{g_i^0} * P_{g_i^0}^{MAX} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.17)$$

$$P_{g_{i,t}^+} \leq \delta_{g_i^+} * x_{g_{i,t}^+} * P_{g_{i,t}^+}^{MAX} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.18)$$

$$|f_{\Omega_i^0,t}| \leq \delta_{\Omega_i^0} * f_{\Omega_i^0}^{MAX} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.19)$$

$$|f_{\Omega_i^+,t}| \leq \delta_{\Omega_i^+} * x_{L_c,t} * f_{\Omega_i^+}^{MAX} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.20)$$

Donde las  $\delta$  son valores reales positivos menores a 1.

## Restricciones de decisión

Los modelos de planeación de la expansión del SEP de múltiples periodos tienen como fundamento encontrar el momento óptimo para integrar un nuevo elemento al sistema, para poder garantizar el correcto funcionamiento del modelo, se debe de asegurar que: una vez que el modelo decida invertir en un nuevo equipo, este equipo se considerará disponible en el resto del horizonte de planeación. Esta restricción aplica a todo equipo candidato y se garantiza con las siguientes expresiones:

$$x_{L_c,t} \leq x_{L_c,t+1} \quad \forall t \in T \quad (4.21)$$

$$x_{g_c,t} \leq x_{g_c,t+1} \quad \forall t \in T \quad (4.22)$$

$$x_{BESS_{j,t}} \leq x_{BESS_{j,t+1}} \quad \forall t \in T \quad (4.23)$$

## Modelo propuesto

Por lo anteriormente expuesto el modelo del GTEP donde se integran los sistemas de almacenamiento basados en baterías queda definido como:

$$\begin{aligned}
 \min & \left[ \sum_{a=1}^A \alpha_a^{ren} * \left[ \sum_{i=1}^n (I_{g_i^+} + CM_{g_i^+}) * P_{g_i^+}^{MAX} * x_{a,g_i^+} \right] \right. \\
 & + \left[ \sum_{i=1}^n (I_{BESS_i} + CM_{BESS_i}) * C_{BESS_i}^{BAT} * x_{a,BESS_i} \right] \\
 & + \left. \left[ \sum_{i=1}^n (I_{\Omega_i^+} * x_{a,\Omega_i^+}) \right] \right] + \sum_{a=1}^A \alpha_a^{com} \\
 & * \left[ \sum_{ta=1}^{TA} \sum_{i=1}^n [F_{g_i^0} * P_{a,ta,g_i^0} * h_{ta}] + [F_{g_i^+} * P_{a,ta,g_i^+} * h_{ta}] \right] \\
 & + \left[ \sum_{ta=1}^{TA} \sum_{i=1}^n [F_{BESS_i} * P_{a,ta,BESS_i}^{Iny} * h_{ta}] \right] \quad (4.24)
 \end{aligned}$$

Sujeto a

$$\sum (P_{g_{e_i,t}} + P_{g_{c_i,t}} + P_{BESS_{c_i,t}}^{Iny} - P_{BESS_{c_i,t}}^{Sus} + f_{\Omega_i^0} + f_{\Omega_i^+}) = d_{i,t} \quad \forall i \in n \quad \forall t \in T \quad (4.25)$$

$$P_{g_i^0}^{MIN} \leq P_{g_{i,t}^0} \leq \delta_{g_i^0} * P_{g_i^0}^{MAX} \quad \forall i \in n \quad \forall t \in T \quad (4.26)$$

$$P_{g_i^+}^{MIN} * x_{g_i^+} \leq P_{g_{i,t}^+} \leq \delta_{g_i^+} * x_{g_{i,t}^+} * P_{g_i^+}^{MAX} \quad \forall i \in n \quad \forall t \in T \quad (4.27)$$

$$|f_{\Omega_i^0,t}| \leq \delta_{\Omega_i^0} * f_{\Omega_i^0}^{MAX} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.28)$$

$$|f_{\Omega_i^+,t}| \leq \delta_{\Omega_i^+} * x_{\Omega_i^+,t} * f_{\Omega_i^+}^{MAX} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.29)$$

$$P_{BESS_{i,t}}^{ALM} \leq x_{BESS_{i,t}} * C_{BESS_i}^{BAT} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.30)$$

$$P_{BESS_{i,t}}^{Sus} \leq x_{BESS_{i,t}} * C_{BESS_i}^{BAT} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.31)$$

$$P_{BESS_{i,t}}^{Iny} \leq x_{BESS_{i,t}} * C_{BESS_{i,t}}^{BAT} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.32)$$

$$P_{BESS_{i,t}}^{Alm} = P_{BESS_{i,t-1}}^{Alm} - P_{BESS_{i,t}}^{Iny} + P_{BESS_{i,t}}^{Sus} \quad \forall i \in n, \forall t \in T \quad (4.33)$$

$$\sum_{ta=1}^{ta=|Ta_y|} P_{BESS_{i,ta}}^{Sus} - \sum_{ta=1}^{ta=|Ta_y|} P_{BESS_{i,ta}}^{Iny} = 0 \quad \forall i \in n, T = \{Ta_1, \dots, Ta_y\}, \forall y \in A \quad (4.34)$$

$$\sum_{ta=1}^{ta=|Ta_y|} P_{BESS_{c_i,t}}^{Sus} \leq C_{BESS_{c_i,t}}^{BAT} \quad \forall i \in n, T = \{Ta_1, \dots, Ta_y\}, \forall y \in A \quad (4.35)$$

$$\sum_{j \in e_i} (P_{g_j}^{MAX}) + \sum_{j \in c_i} (P_{g_j}^{MAX} * x_{g_j,t}) + \sum_{j \in c_i} (P_{BESS_{j,t}}^{Alm}) \geq (1 + RES) d_t \quad \forall t \in T \quad (4.36)$$

$$f_{\Omega_i^0,t} = B_{\Omega_i^0,t}(\theta_i - \theta_r) \quad \forall (i,r) \in \Omega_i^0, \forall t \in T, \forall i \in n \quad (4.37)$$

$$-M_{\Omega_i^+} (x_{\Omega_i^+,t} - 1) \leq f_{\Omega_i^+,t} - B_{\Omega_i^+,t}(\theta_i - \theta_r) \leq M_{\Omega_i^+} (x_{\Omega_i^+,t} - 1) \quad (4.38)$$

$$\forall (i,r) \in \Omega_i^+, \forall t \in T, \forall i \in n$$

$$x_{\Omega_i^+,t} \leq x_{\Omega_i^+,t+1} \quad \forall t \in T, \forall i \in n \quad (4.39)$$

$$x_{g_{c_i},t} \leq x_{g_{c_i},t+1} \quad \forall t \in T, \forall i \in n \quad (4.40)$$

$$x_{BESS_{c_i},t} \leq x_{BESS_{c_i},t+1} \quad \forall t \in T, \forall i \in n \quad (4.41)$$

$$-\pi \leq \theta_{i,t} \leq \pi \quad \forall t \in T, \forall i \in n \quad (4.42)$$

$$\theta_{i,t}^{ref} = 0 \quad \forall t \in T, \forall i \in n \quad (4.43)$$

$$x_{g_c,t} = \{0, \dots, x_{g_c}^{MAX}\} \quad \forall t \in T \quad (4.44)$$

$$x_{L_c} = \{0, \dots, x_{\Omega_i^+}^{MAX}\} \quad \forall t \in T \quad (4.45)$$

$$x_{BESS_c} = \{0, \dots, x_{BESS_c}^{MAX}\} \quad \forall t \in T \quad (4.46)$$

Donde (4.24) es la formulacion de la funcion objetivo,  $\alpha_a^{ren}$  es el comportamiento anualizado de la inversion requerida para integrar un elemento candidato al SEP y  $\alpha_a^{com}$  el cambio anualizado del costo del combustible a lo largo del horizonte de planeación, la restricción (4.25) representa la ecuación de balance de energía, las restricciones (4.26) y (4.27) delimitan la cantidad de potencia activa que las distintas unidades generadoras pueden inyectar al sistema y al mismo tiempo reservar parte de su capacidad instalada para mantener la confiabilidad del sistema, las restricciones (4.28) y (4.29) representa la cantidad de potencia activa que las líneas de transmisión pueden trasportar en condiciones normales de operación con el fin de garantizar que en caso de ocurrir una perturbación la red de transmisión puede trasportar la potencia inyectada por las unidades generadoras para estabilizar el sistema sin sobrecargar ningún elemento que compone la red, (4.30)-(4.32) delimita la operación del BESS a la capacidad de la batería que lo compone, la restricción (4.33) acota el comportamiento de la energía almacenada el BESS través del tiempo, la restricción (4.34) define el tiempo durante el cual la energía almacenada en el la batería se puede considerar sin pérdidas, la restricción (4.35) garantiza que la batería se mantendrá operativa en durante todo el horizonte de planeación fijando en un ciclo de carga y descarga la operación del BESS en un día, la restricción (4.36) representa la reserva de planeación que garantiza la seguridad del SEP ante la presencia de una contingencia, la restricción (4.37) define los flujos de potencia en las líneas existentes. Por otro lado, la restricción (4.38) es la que establece los flujos de potencia en las líneas candidatas donde se aplica el uso de un método disyuntivo [7] para poder linealizar la ecuación (2.18) que es la restricción clásica, las restricciones (4.39)-(4.41) garantizan que una vez integrado un equipo candidato al SEP, será tomado en cuenta como existente para el tiempo restante, la restricción (4.42) son los valores permitidos de los ángulos nodales, la restricción (4.43) es la elección de nodo de referencia y por ultimo las restricciones (4.44)-(4.46) son los posibles valores de las variables de decisión enteras (decisión de inversión en equipos nuevos).

## 4.4 Caso de validación

Con el objetivo de comprobar el funcionamiento del modelo propuesto se plantea probarlo con el sistema de Garver de 6 nodos (Figura 4.3), este sistema es ampliamente usado para verificar resultados en los problemas de la planeación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia, en la tabla 4.1 se muestran los datos de las unidades generadoras, mientras que en la tabla 4.2 se muestran los datos de las líneas de transmisión.

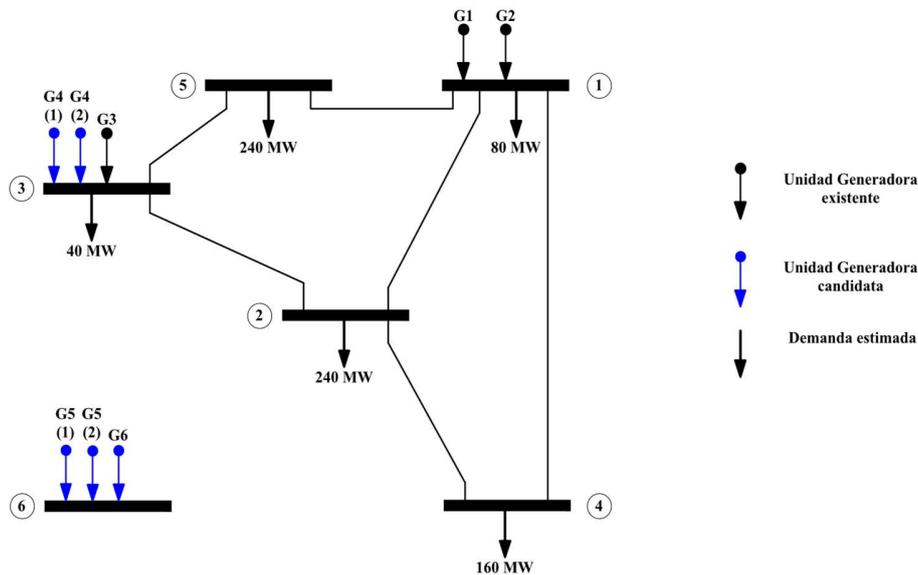


Fig. 4.1 Diagrama esquemático del sistema Garver propuesto para validación.

Con el fin de tener las mismas condiciones que en [4] y poder validar el modelo, se propone el siguiente caso, se realiza el estudio para el año final del horizonte por lo que se considera que las unidades generadoras solo van a operar en ese año, es decir,  $h_t = 8760[h]$ , por otra parte, se requiere de una reserva de planeación del 20%, se considera que los límites de operación permitido de los elementos que componen al SEP son iguales a 1 (únicamente están delimitados por las características físicas de sus componentes) y por último se considera que la variación en el costo del combustible y en la inversión requerida son iguales.

**Tabla 4.1** Datos de las unidades generadoras caso del sistema de Garver.

GEN	Nodo	$P^{MIN}$ (MW)	$P^{MAX}$ (MW)	$F_g$ (\$/MWh)	$I_g$ (\$)	$CM_g$ (\$)	$x_g^{MAX}$
G1	1	0	90	14.08	---	---	---
G2	1	0	60	22.11	---	---	---
G3	3	0	120	25.95	---	---	---
G4	3	0	120	20.41	300000	9000	2
G5	6	0	120	25.95	250000	7500	2
G6	6	0	240	14.08	350000	10500	1

**Tabla 4.2** Datos de la red de transmisión del caso del sistema de Garver.

Nodo receptor (i)	Nodo emisor (j)	$B_{L_{ij}}$	$f_{L_{ij}}^{max}$ [MW]	$I_{L_{ij}}$ [M\$]	$x_{L_{ij}}^{MAX}$
1	2	2.50	100	---	---
1	4	1.66	80	---	---
1	5	5.00	100	---	---
2	3	5.00	100	---	---
2	4	5.00	100	---	---
3	5	5.00	100	---	---
1	2	2.50	100	40	3
1	3	2.63	100	38	3
1	4	1.67	80	60	3
1	5	5.00	100	20	3
1	6	1.47	70	68	3
2	3	5.00	100	20	3
2	4	2.50	100	40	3
2	5	3.23	100	31	3
2	6	3.33	100	30	3
3	4	1.69	82	59	3
3	5	5.00	100	20	3
3	6	2.08	100	48	3
4	5	1.59	75	63	3
4	6	3.33	100	30	3
5	6	1.64	78	61	3

La solución encontrada para poder satisfacer la demanda de energía eléctrica al final de horizonte de planeación es la siguiente: se requerirán \$457,265,324.00 de los cuales \$110,000,000 se deben de asignar a la construcción de nuevas líneas de transmisión, \$222,480,000 se deben adjudicar para incrementar la capacidad de generación finalmente \$124,785,324 es el costo de operación óptimo para poder suministrar los 760 [MW] que el sistema demanda, en la Figura 4.4 se muestra la solución encontrada.

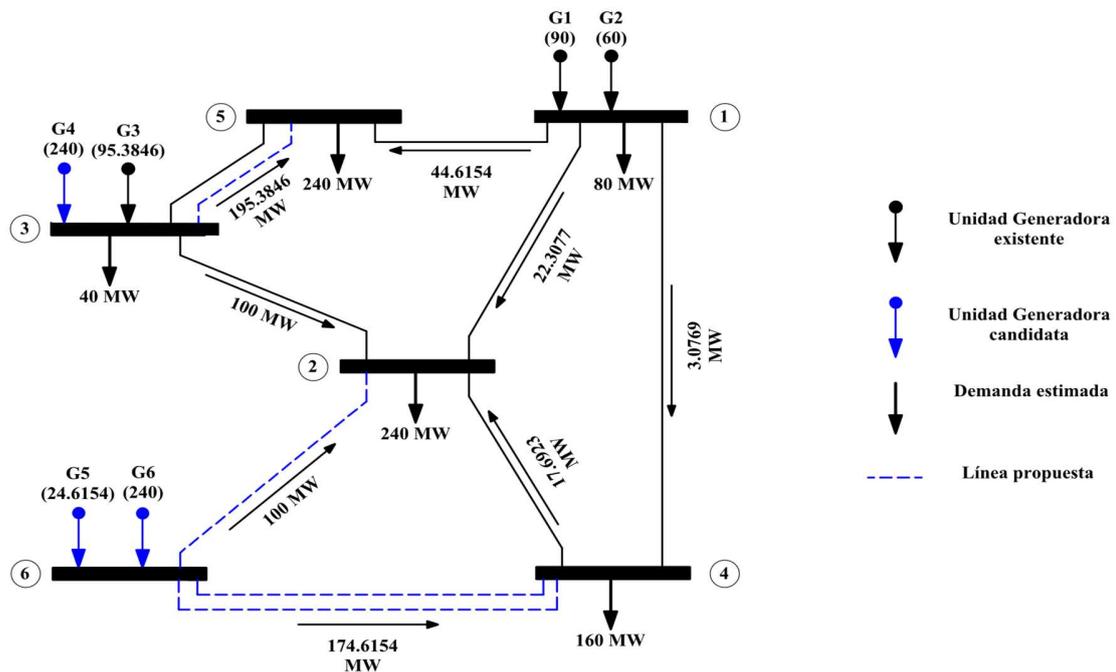


Fig. 4.2 Solución al sistema Garver propuesto para validación.

El sistema encontrado se corrobora con los resultados publicados en [4], por lo que se valida el modelo, por otra parte se observa que en los nodos de generación donde se tiene la cantidad de reserva de energía que el problema estipulo (20% de la demanda total, es decir 152 [MW]) para poder suministrar la potencia adicional que requerirá el sistema en caso de presentarse una perturbación está delimitada a casi 30 [MW] dada la congestión de las líneas con que se interconecta al resto del sistema, por este motivo es que en el presente trabajo se propone que además de la reserva de planeación se debe de considerar a un límite de operación de los elementos en estado de operación normal (4.26)-(4.29) que debe aplicarse a los elementos que integran la red de transmisión y las unidades de generación disponibles en el SEP, con mirar a aumentar la confiabilidad del SEP.

Para encontrar la solución al modelo propuesto, se utilizó un equipo de cómputo con un procesador Intel(R) Core(TM) i5-1035G4 CPU @ 1.10 GHz - 1.50 GHz, y 12.0 GB de memoria RAM. El modelo se implementó en Matlab. Y se utilizó el toolbox de programación lineal entero mixta de intlinprog [31].

# Capítulo 5

## CASOS DE ESTUDIO

### 5.1 Introducción

En el capítulo 4 se presentan las condiciones que deben tenerse en cuenta para la implementación del BESS en el problema de la planificación de la expansión del sistema eléctrico. El modelo obtenido se utilizará en esta sección con el propósito de llevar a cabo casos de estudio y compararlos con la situación en la que no se considere el BESS. El primer sistema implementado es el sistema de Garver, un sistema de 6 nodos que cuenta con algunos elementos existentes al inicio del horizonte de planificación. En el segundo caso, se analiza el IEEE RTS-24 nodos [33]. En ambos modelos, se considera un horizonte de planificación de 10 años, una tasa de rendimiento anual para los proyectos de inversión del 20%, y una tasa de incremento del costo del combustible del 5% a partir del segundo año. Los comportamientos de la demanda a lo largo del horizonte de planificación se muestran en la figura 5.1.

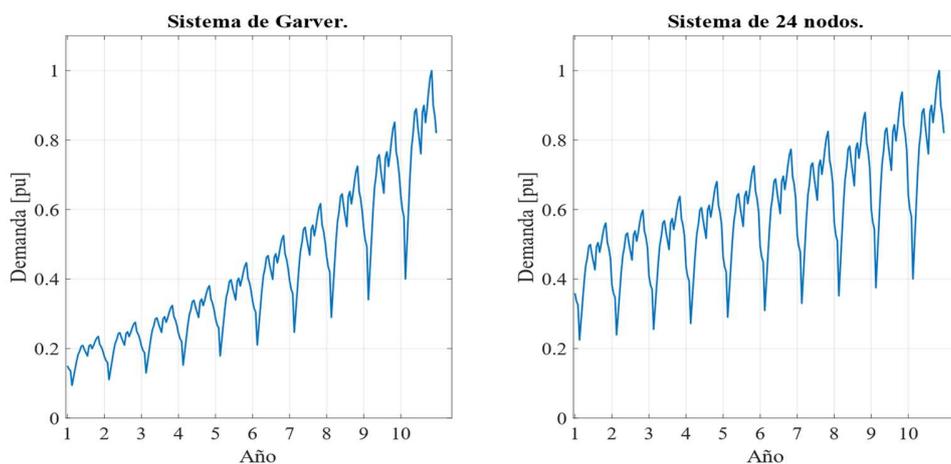


Fig. 5.1 Comportamiento de la demanda durante el horizonte de planeación.

En la Figura 5.1 se aprecia que el comportamiento de la demanda es similar en ambos casos. No obstante, en el sistema de Garver, la demanda experimenta un aumento anualizado del 17.46%. Mientras que, en el sistema de 24 nodos, el incremento de la demanda es del 6.629% anual.

## 5.2 Sistema de Garver

Se plantea el sistema de Garver de 6 nodos (Figura 4.3). Los datos de las unidades generadoras son los mostrados en la tabla 4.1. Mientras que en la tabla 4.2 se muestran los datos de las líneas de transmisión. Finalmente, en la tabla 5.1 se muestran los datos de los sistemas de almacenamiento.

**Tabla 5.1** Datos de los BESS propuestos para el sistema de Garver.

BESS	Nodo	$P^{MAX}$ (MW)	$F_{BESS}$ (\$/MWh)	$I_{BESS}$ (\$/MW)	$CM_{BESS}$ (\$/MW)	$x_{BESS}^{MAX}$
BEES 1	1	10	14.08	30000	9000	5
BEES 2	2	10	14.08	30000	9000	5
BEES 3	3	10	14.08	30000	9000	5
BEES 4	4	10	14.08	30000	9000	5
BEES 5	5	10	14.08	30000	9000	5
BEES 6	6	10	14.08	30000	9000	5

La demanda de energía tiene el mismo comportamiento en todos los nodos, la potencia base es la que se considera como demanda estimada al final del horizonte para cada nodo (demandas mostradas en la figura 4.3). La reserva de planeación se establece en un 10% de la demanda máxima para cada año, y se establece un límite de operación permitido del 95% de su capacidad para los elementos que componen la red de transmisión y las unidades de generación disponibles.

En las figuras 5.3 y 5.4 se muestran las configuraciones finales obtenidas de resolver el problema de la expansión del SEP sin considerar al BESS y considerando al BESS respectivamente.

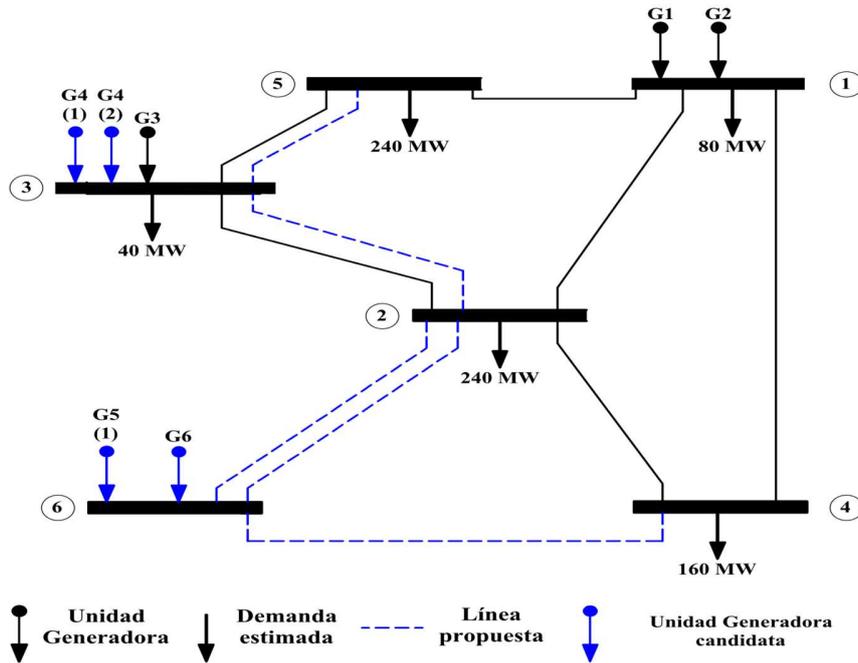


Fig. 5.2 Solución encontrada para el sistema de Garver sin tener en cuenta al BESS.

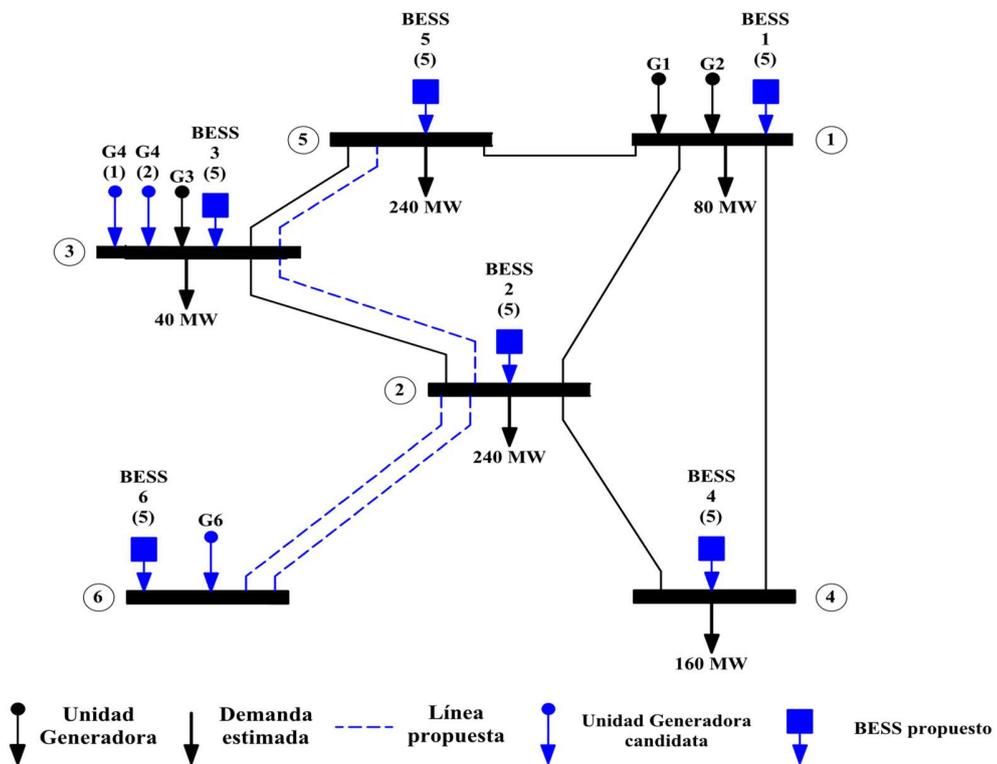


Fig. 5.3 Solución encontrada al sistema de Garver al integrar al BESS.

De los arreglos mostrados en las figuras 5.2 y 5.3 se concluye que la integración del BESS en el GTEP tiene la ventaja de disminuir la cantidad de elementos convencionales (tanto líneas de transmisión como en las unidades de generación) necesarios para reforzar el sistema y cumplir con el equilibrio carga generación. En el caso donde no se considerara al BESS, se requieren cinco líneas de transmisión y cuatro unidades de generación, mientras que al considerar al BESS, solo se necesitan cuatro líneas de transmisión y tres unidades de generación.

En la tabla 5.2 se observan las cantidades de recursos económicos que se requieren asignar al SEP y el momento de integración de los distintos elementos que componen al SEP.

**Tabla 5.2** Análisis de la integración de elementos al sistema de Garver.

Elemento	Sin BESS			Con BESS		
	Año	Periodo	$x$	Año	Periodo	$x$
$L_{23}$	5	19	1	6	2	1
$L_{35}$	7	19	1	8	1	1
$L_{26}$	8	2	1	8	5	1
$L_{26}$	9	1	2	9	1	2
$L_{46}$	10	1	3	---	---	---
$G_4$	3	1	1	4	1	1
$G_4$	6	1	2	7	1	2
$G_5$	7	1	1	---	---	---
$G_6$	8	13	2	9	1	1
$BESS_5$	---	---	---	3	---	1
$BESS_2$	---	---	---	4	---	5
$BESS_4$	---	---	---	4	---	3
$BESS_5$	---	---	---	4	---	5
$BESS_1$	---	---	---	8	---	4
$BESS_3$	---	---	---	8	---	5
$BESS_4$	---	---	---	8	---	5
$BESS_6$	---	---	---	8	---	4
$BESS_1$	---	---	---	10	---	5
$BESS_6$	---	---	---	10	---	5
Inversión requerida	\$ 917,994,192.38			\$ 607,707,947.39		

Otra ventaja de considerar al BESS en el GTEP es la postergación de la puesta en servicio de las unidades de generación y las líneas de transmisión. La Tabla 5.2 muestra que, en el caso

donde no se considera al BESS, todas las unidades de generación necesarias para satisfacer la demanda deben estar operativas un año antes que en el caso donde se considera al BESS. Lo mismo ocurre con las líneas de transmisión  $L_{23}$  y  $L_{35}$ . La postergación en el tiempo de estos elementos tiene el beneficio de reducir la cantidad de recursos económicos asignados al SEP para su integración. Esto se debe a que, a menor tiempo de puesta en servicio de un elemento, la cantidad de recursos económicos necesarios es mayor.

**Tabla 5.3** Comparación del costo de operación del sistema de Garver.

Elemento	Sin considerar al BESS		Integrando al BES	
	$CO_e$ [M\$]	$CO_c$ [M\$]	$CO_e$ [M\$]	$CO_c$ [M\$]
G1	132.01	---	132.35	---
G2	93.93	---	115.52	---
G3	69.92	---	131.89	---
G4	---	316.00	---	265.02
G5	---	10.90	---	---
G6	---	75.04	---	68.40
BESS1	---	---	---	0.69
BESS2	---	---	---	1.56
BESS3	---	---	---	0.76
BESS4	---	---	---	0.96
BESS5	---	---	---	2.00
BESS6	---	---	---	0.69
	295.86 [M\$]	401.94[M\$]	379.77[M\$]	340.08[M\$]
Total	697.8[M\$]		719.85[M\$]	

Por otro lado, considerar al BESS en el GTEP implica un aumento en el costo de operación del sistema. Este incremento en el costo surge porque el BESS no tiene una fuente de energía propia, es decir, debe extraer la energía del SEP para luego inyectarla. Sin embargo, este aumento es marginal, de la tabla 5.3 se concluye que el incremento en el costo de operación es del 3.15% con respecto al caso donde no se considera al BESS.

Por otra parte, en la figura 5.4 se muestra la operación de la red de transmisión, en la figura 5.5 se visualiza la inyección de potencia de las distintas unidades generadoras, en la figura 5.6 se comparan las curvas de generación y el perfil de carga considerando la sustracción de energía del BESS y en la figura 5.7 muestra el almacenamiento de energía en la batería.

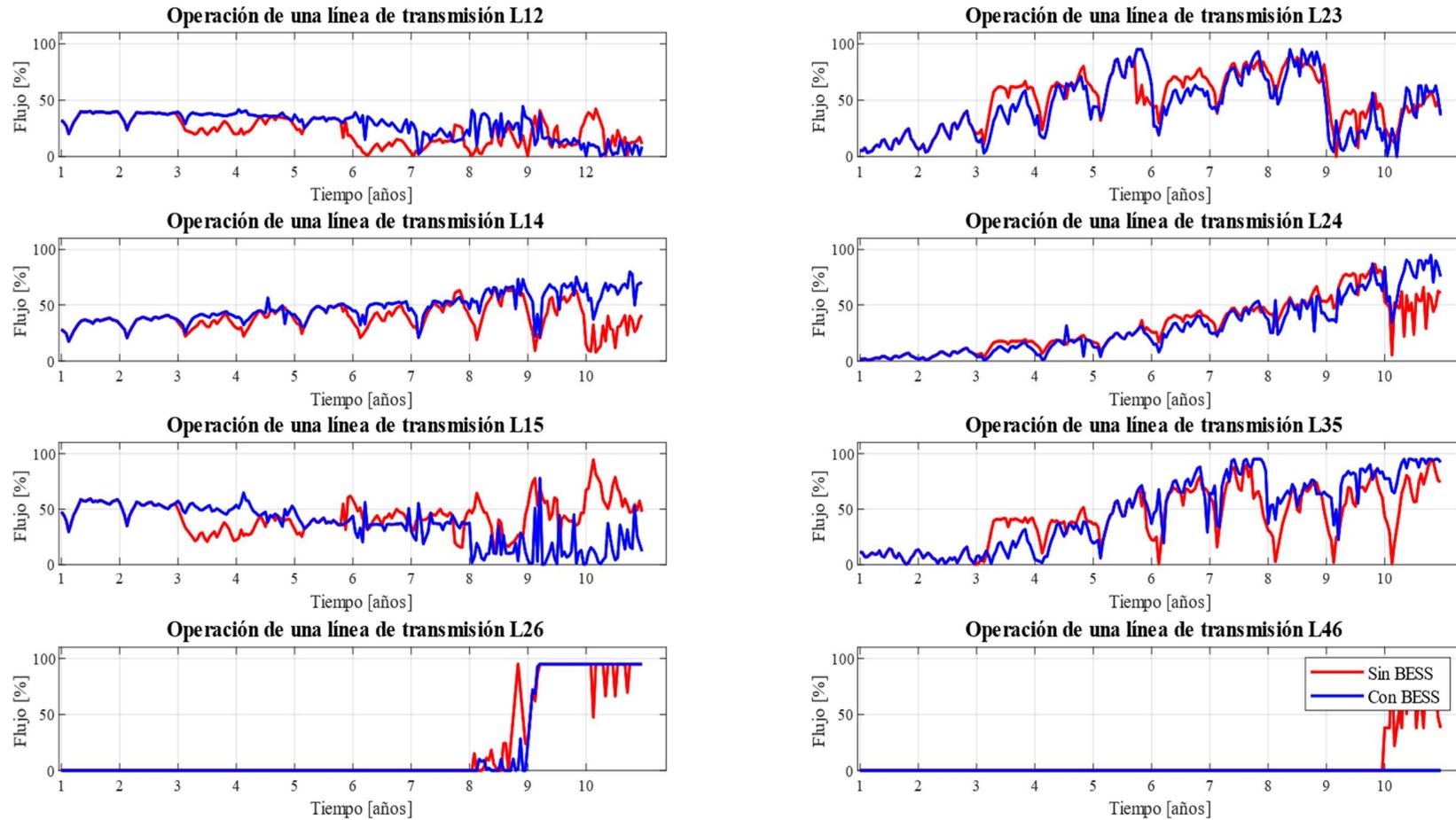
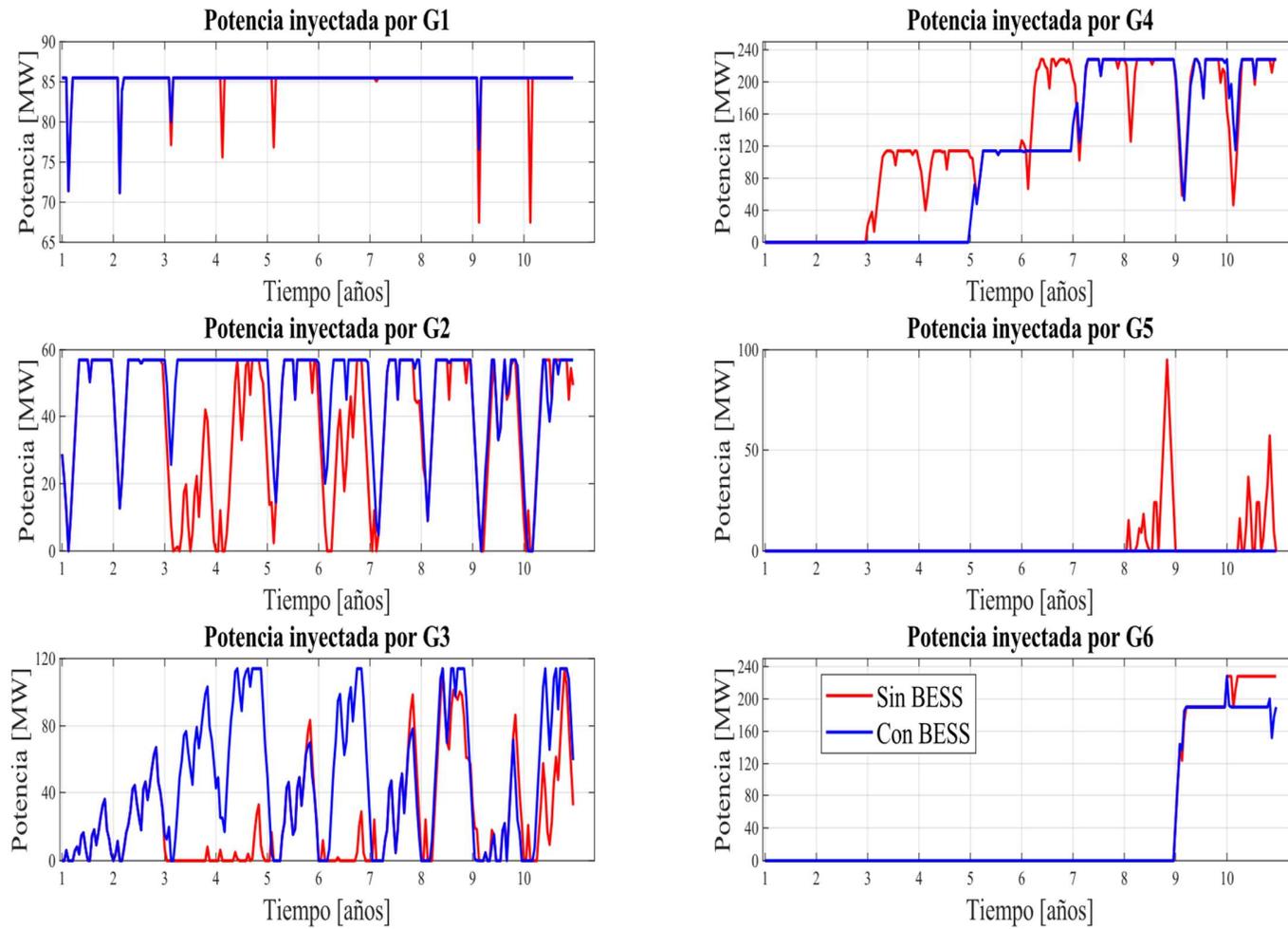


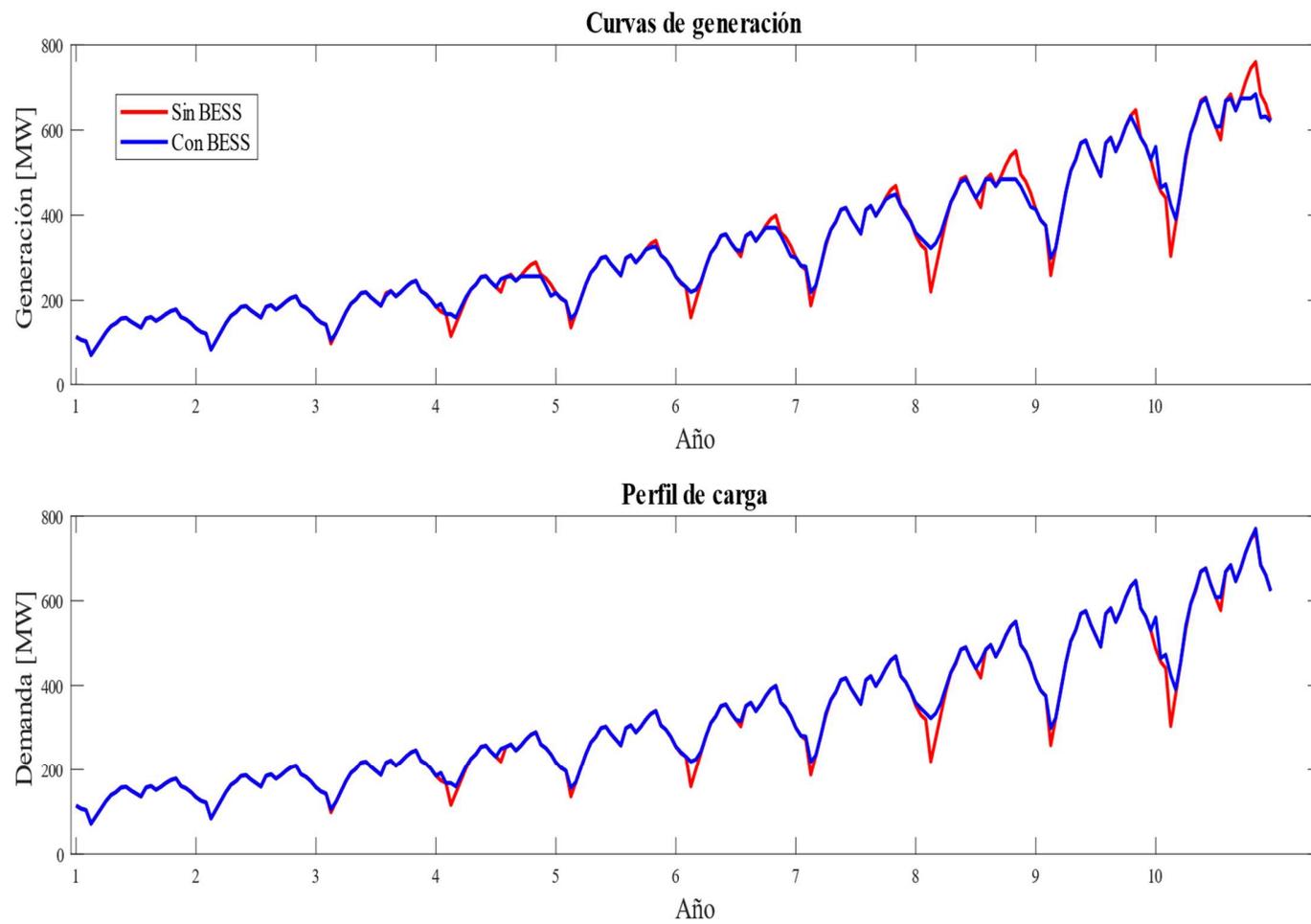
Fig. 5.4 Operación de la red de transmisión del sistema de Garver durante el horizonte de planificación.

De la figura 5.4 se deduce que la integración del BESS en el problema de GTEP permite tener un mejor uso de la red de transmisión, el ejemplo más significativo es el disminuir la cantidad de líneas que requiere el sistema (la línea de transmisión  $L_{46}$  no se requiere). Es importante notar que, aunque se incrementa la cantidad de energía que algunas líneas de transmisión deben transportar, este aumento no representa un problema significativo para el SEP. Por ejemplo, la línea  $L_{12}$  experimenta el mayor incremento en la cantidad de energía que transporta. No obstante, a pesar de este aumento, la cantidad de energía transportada por la línea  $L_{12}$  no supera el 50% de su capacidad. Para el caso de la línea  $L_{15}$  la cantidad de energía transportada en los años tres y cuatro es mayor en el caso donde se considera al BESS (sin embargo, opera al 50% de su capacidad de transmisión), pero en los años nueve y diez la potencia transmitida es menor. Mientras para la línea  $L_{14}$ , el flujo de energía en los primeros nueve años es básicamente el mismo en ambos casos de estudio, y en el último año del horizonte de planeación el flujo de energía transmitido por la línea  $L_{14}$  es mayor en el caso donde se considera al BESS, aun así, el flujo final de la línea  $L_{14}$  representa aproximadamente el 75% de su capacidad de transmisión. Finalmente, en la línea  $L_{24}$ , la energía transportada entre los años uno y nueve, es básicamente la misma, y es en el año 10 cuando se tiene un aumento en el flujo transmitido. El aumento en el flujo de las líneas  $L_{14}$  y  $L_{24}$  en los últimos años es una forma de compensar la no integración de la línea  $L_{46}$ . Las cuatro líneas anteriormente mencionadas son líneas existentes que no fueron reforzadas a lo largo del horizonte de planeación, el resto de las líneas que componen la red de transmisión son líneas nuevas o que fueron reforzadas, por lo que se espera que el comportamiento de la energía transportada sea parecido y/o tiendan a transportar la máxima cantidad de energía permitida. Premisa que se verifica al observar el comportamiento de la energía transportada en las líneas  $L_{23}$ ,  $L_{35}$ ,  $L_{26}$  y  $L_{46}$ .

No obstante, como se ha mencionado con anterioridad el principal impacto que se espera de integrar a los BESS en el SEP es el aprovechar al máximo la capacidad de generación. Por otra parte, se espera que las unidades de generación disponibles para cumplir con el balance carga-generación inyecten energía al SEP de forma de contante, para analizar estos efectos se muestran las figuras 5.5 y 5.6.



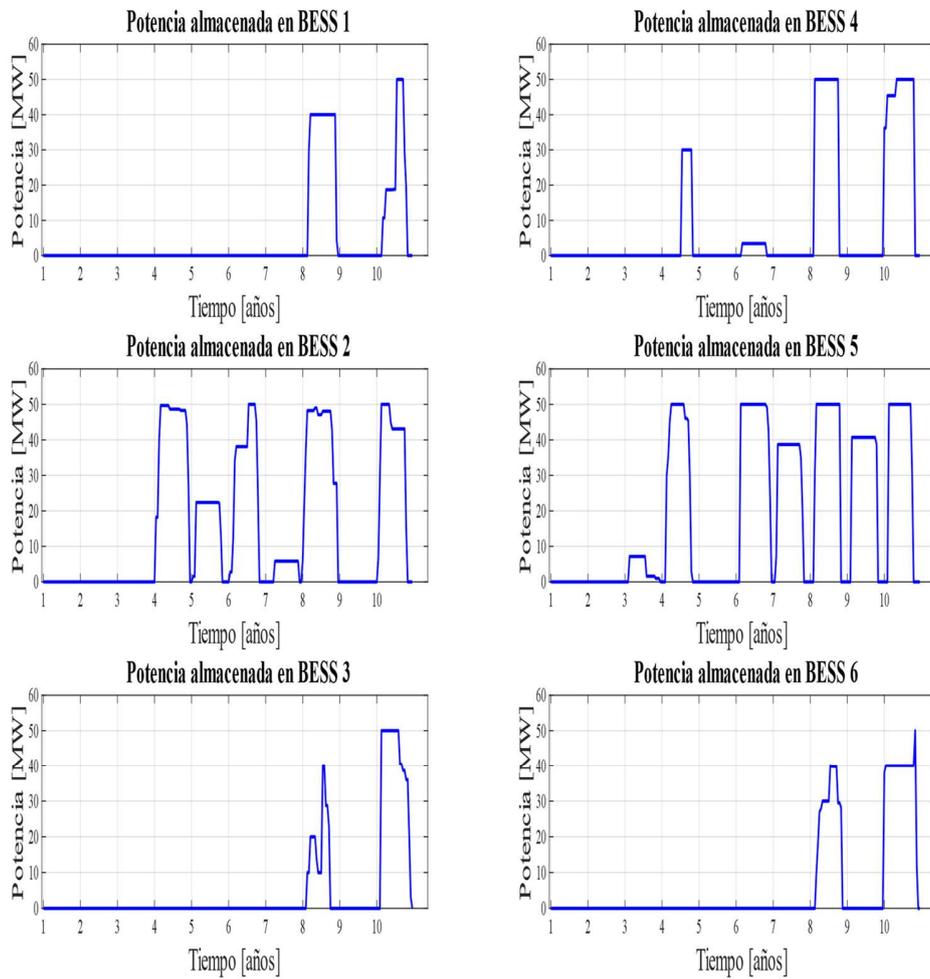
**Fig. 5.5** Potencia inyectada por las unidades generadoras en el sistema de Garver durante el horizonte de planificación.



**Fig. 5.6** Generación global y perfil de carga para el sistema Garver.

La integración de los sistemas de almacenamiento de energía al SEP tiene como fundamento incrementar la generación de energía eléctrica por aquellas unidades que tengan un costo de producción menor [27]. En el sistema de Garver las unidades de generación  $G_1$  y  $G_6$ , son las que tiene el menor costo de generación, de la figura 5.5 se observa que en el caso donde se considera al BESS la unidad  $G_1$  inyecta energía al SEP de forma constante desde el año tres al ocho, y la única variación en la cantidad de energía inyectada al SEP se da en el año nueve. Y esta variación es menor que la variación de energía en el caso donde no se considera al BESS. Por otra parte, la unidad  $G_6$  inyecta la misma cantidad de energía al SEP en el año nueve, pero en el año diez disminuye la cantidad de energía que debe inyectar al sistema. La unidad  $G_4$  es la segunda con costo de operación menor, de la figura 5.5 se observa que en el caso donde se considera la BESS la unidad  $G_4$  inyecta una mayor cantidad de energía al sistema, la inyección de la energía durante grandes lapsos de tiempo permanece constante y las variaciones en la cantidad de energía que inyecta la unidad  $G_4$  al sistema son menores que en el caso donde no se considera al BESS. La unidad  $G_2$  es la tercera en costo de operación, aun así, en el caso donde se considera al BESS la inyección de energía por parte de la unidad  $G_2$  se incrementa y por pequeños lapsos de tiempo permanece constante. Finalmente, las unidades  $G_3$  y  $G_5$  son las que tienen un mayor costo de operación, por lo que en el caso donde se considera al BESS la unidad  $G_5$  no es requerida. Por otra parte, la unidad  $G_3$  tiene un aumento en la cantidad de energía que inyecta al SEP (principalmente para cubrir la postergación de la puesta en servicio de la unidad  $G_4$ ). Sin embargo, dado su alto costo de operación, las variaciones en la inyección de energía que la unidad  $G_3$  son parecidas al caso donde no se considera al BESS.

Las variaciones en la cantidad de energía que las distintas unidades de generación deben inyectar al SEP para satisfacer la demanda se pueden visualizar en la curva de generación mostrada en la figura 5.6, donde se puede observar una reducción entre el pico y el valle de generación cuando se considera al BESS. Esta disminución se puede entender por un aumento el comportamiento de la demanda (perfil de demanda), dado que en este trabajo se considera al BESS como un elemento independiente que no cuenta con una fuente de alimentación propia, por lo que, al decidir sustraer energía del sistema, el BESS se puede considerar como una demanda adicional.



**Fig. 5.7** Almacenamiento de energía de las baterías en el horizonte de planeación para el sistema de Garver.

La figura 5.7 muestra la cantidad de energía que los BESS almacenan a lo largo del horizonte de planeación, donde un aumento de la cantidad de energía almacenada implica un aumento de la demanda que deben de satisfacer los generadores y una disminución en la cantidad de energía almacenada implica una reducción en la cantidad de energía que las unidades de generación deben de inyectar al SEP para cumplir con el balance carga-generación. De la figura 5.7 se deduce que el primer BESS en entrar en operación (en el año tres) es el BESS 5, Sin embargo, la cantidad que sustrae del sistema es tan baja que no afecta de forma importante en el comportamiento de las curvas de generación y perfil de carga. Mientras que para el año 4, los BESS 2, 4 y 5 entran en operación, teniendo un efecto muy visible en las

curvas de generación y perfil de carga, por otra parte, se puede observar que no todos los BESS sustraen energía al mismo tiempo porque se ven dos aumentos en el perfil de carga, del mismo modo no todos inyectan la energía almacenada al mismo tiempo, este efecto da como resultado una curva de generación más suave en el año 4. En el año cinco únicamente el BESS 2 sustrae energía, por lo que, se puede apreciar un único aumento en la curva de generación (en el punto de demanda mínima) y una disminución en el punto de generación máxima. Para el año seis operan los BESS 2, 4 y 5, se debe de notar que el BESS 2 no sustrae toda la energía del sistema en un solo punto, por lo que se puede observar en la curva de perfil de carga los dos aumentos de la demanda, por otra parte, los BESS no inyectan toda la energía almacenada al mismo tiempo, se puede observar una disminución de la energía inyectada por las unidades generadoras desde el punto de máxima demanda hasta el final del año. En el año siete operan los BESS 2 y 5, en este caso sustraen energía en los periodos de menor demanda y la inyecta en el pico de demanda y al final del periodo. En el año ocho operan todos los BESS. Sin embargo, no sustraen ni inyectan la energía en los mismos periodos, por lo que junto al año 4 se puede ver una curva de generación mucho más plana. En el año nueve solo opera el BESS 5, por lo que dado la cantidad de demanda y la curva de generación no sufre grandes cambios. Finalmente, en el año diez vuelven a operar todos los BESS, de nuevo sustraen e inyectan la energía en diferentes tiempos y lo que logra una disminución en las variaciones de la curva de generación.

### **5.3 Sistema IEEE-RTS de 24 nodos**

El sistema de 24 nodos aquí propuesto se basa en el sistema de IEEE-RTS de 24 nodos [33] con las siguientes modificaciones: las unidades generadoras que se ubiquen en el mismo nodo con características similares se consideran como una única unidad generadora cuya capacidad instalada es la suma de las capacidades de las unidades generadoras individuales, con lo que se reducen a 13 unidades generadoras iniciales; para las unidades generadoras existentes y candidatas el costo de operación se obtuvo de [34], los valores se muestran en la tabla 5.4. Solo existe una línea de transmisión por corredor, es decir se cuentan con 35 líneas de transmisión, cuyas características se muestran en la tabla 5.5.

**Tabla 5.4** Datos de las unidades generadoras de sistema de 24 nodos.

GEN	Nodo	$P_g^{MIN}$ (MW)	$P_g^{MAX}$ (MW)	$F_g$ (\$/MWh)	$I_{gc}$ (M\$)	$CM_{gc}$ (\$)	$x_{gc}^{MAX}$
G1	1	0	40	0.05	1.20	24,700.00	1
G2	1	0	152	16.0811	0.80	18,000.00	1
G3	2	0	40	0.05	2.20	39,550.00	1
G4	2	0	152	16.0811	0.80	18,000.00	1
G5	7	0	300	43.6615	0.80	18,000.00	1
G6	13	0	591	48.5804	1.40	31,300.00	1
G7	15	0	72	0.05	1.20	24,700.00	1
G8	16	0	155	12.3883	1.40	31,300.00	1
G9	18	0	400	4.4231	1.40	31,300.00	1
G10	21	0	400	4.4231	1.40	31,300.00	1
G11	22	0	300	0.001	18.00	20,000.00	1
G12	23	0	310	12.3883	0.80	18,000.00	1
G13	23	0	350	11.8495	0.80	18,000.00	1

Se espera un incremento del 190% de la demanda de energía al final del horizonte de planeación (10 años), motivo por el cual se proponen lo siguiente; se puede reforzar la red de transmisión integrando un circuito en paralelo en todas las líneas existentes, las inversiones requeridas para cada una de las líneas posibles se muestran en la tabla 5.5, los montos de inversión de las líneas propuestas se basan en los valores publicados en [5]. Mientras que la capacidad de generación también puede duplicarse, tanto las inversiones como el costo de mantenimiento necesarios para integrar al SEP una unidad de generación se basaron en los datos publicados en [34], los datos se muestran en la tabla 5.4. Además, se tiene la posibilidad de integrar hasta 48 BESS (dos en cada nodo) con una capacidad de 10 [MW] cada uno, un costo de inversión de 75,000 [\$/MW] un costo de mantenimiento de 28,000 [\$/MW], el costo de operación es de \$0.05 [\$/MWh] cuyos precios se basan en los publicado en [35].

La reserva de planeación se establece en un 10% de la demanda máxima de cada año, además se establece que el límite superior de operación de los elementos que componen la red de transmisión es del 95%. Mientras que se propone una reserva operativa del 5% de su capacidad máxima a todas las unidades de generación disponibles. En la figura 5.8 se muestra la configuración inicial del sistema.

**Tabla 5.5** Datos de la red de transmisión del sistema de 24 nodos.

Nodo receptor (i)	Nodo emisor (j)	$B_{Lij}$	$f_{Lij}^{max}$ [MW]	$I_{Lij}$ [ $10^9$ \$]	$x_{Lij}^{MAX}$
1	2	71.94	175	70.40	1
1	3	4.73	175	1069.20	1
2	4	7.89	175	641.40	1
2	6	5.21	175	972.00	1
3	9	8.40	175	602.40	1
5	10	11.33	175	447.00	1
6	8	16.29	175	310.80	1
8	9	6.06	175	835.80	1
8	10	6.06	175	835.80	1
9	12	11.92	400	424.70	1
10	12	11.92	400	424.70	1
12	13	21.01	500	241.00	1
12	23	10.35	500	489.00	1
13	23	11.56	500	437.90	1
16	17	38.61	500	131.10	1
17	18	69.44	500	72.90	1
17	22	9.50	500	533.10	1
18	21	38.61	500	131.10	1
1	5	11.83	175	427.00	1
3	24	11.92	400	424.00	1
4	9	9.64	175	524.91	1
6	10	16.53	175	306.24	1
7	8	16.29	175	310.79	1
9	11	11.92	400	424.68	1
10	11	11.92	400	424.68	1
11	13	21.01	500	240.94	1
11	14	23.92	500	211.58	1
14	16	20.45	500	247.52	1
15	16	57.80	500	87.57	1
15	21	20.41	500	248.03	1
15	24	19.27	500	262.71	1
16	19	43.29	500	116.93	1
19	20	25.25	500	200.45	1
20	23	46.30	500	109.33	1
21	22	14.75	500	343.19	1

En las figuras 5.9 y 5.10 se muestran la configuración obtenida de resolver el GTEP sin considerar el BESS y teniendo en cuenta al BESS respectivamente.

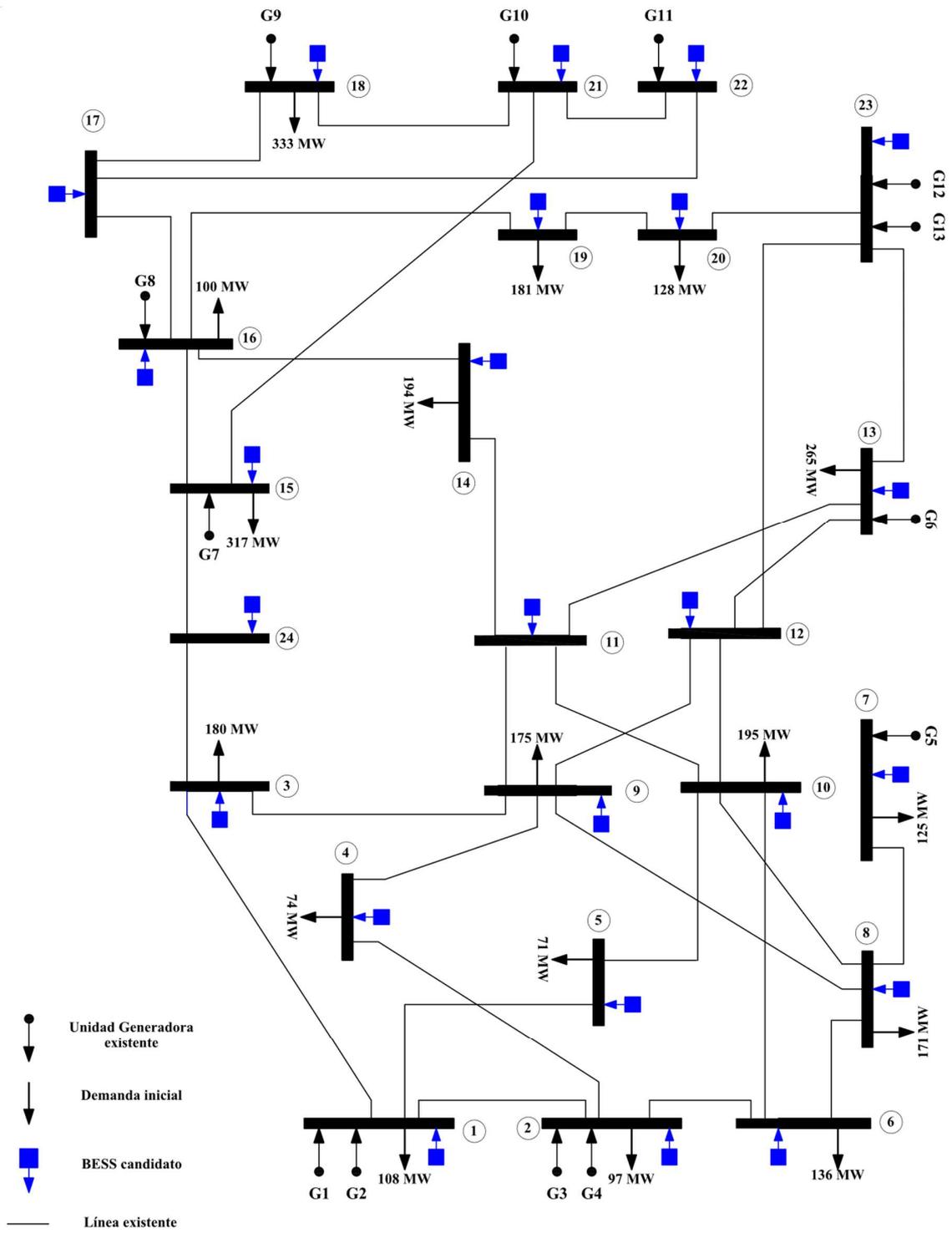


Fig. 5.8 Estado inicial del sistema de 24 nodos

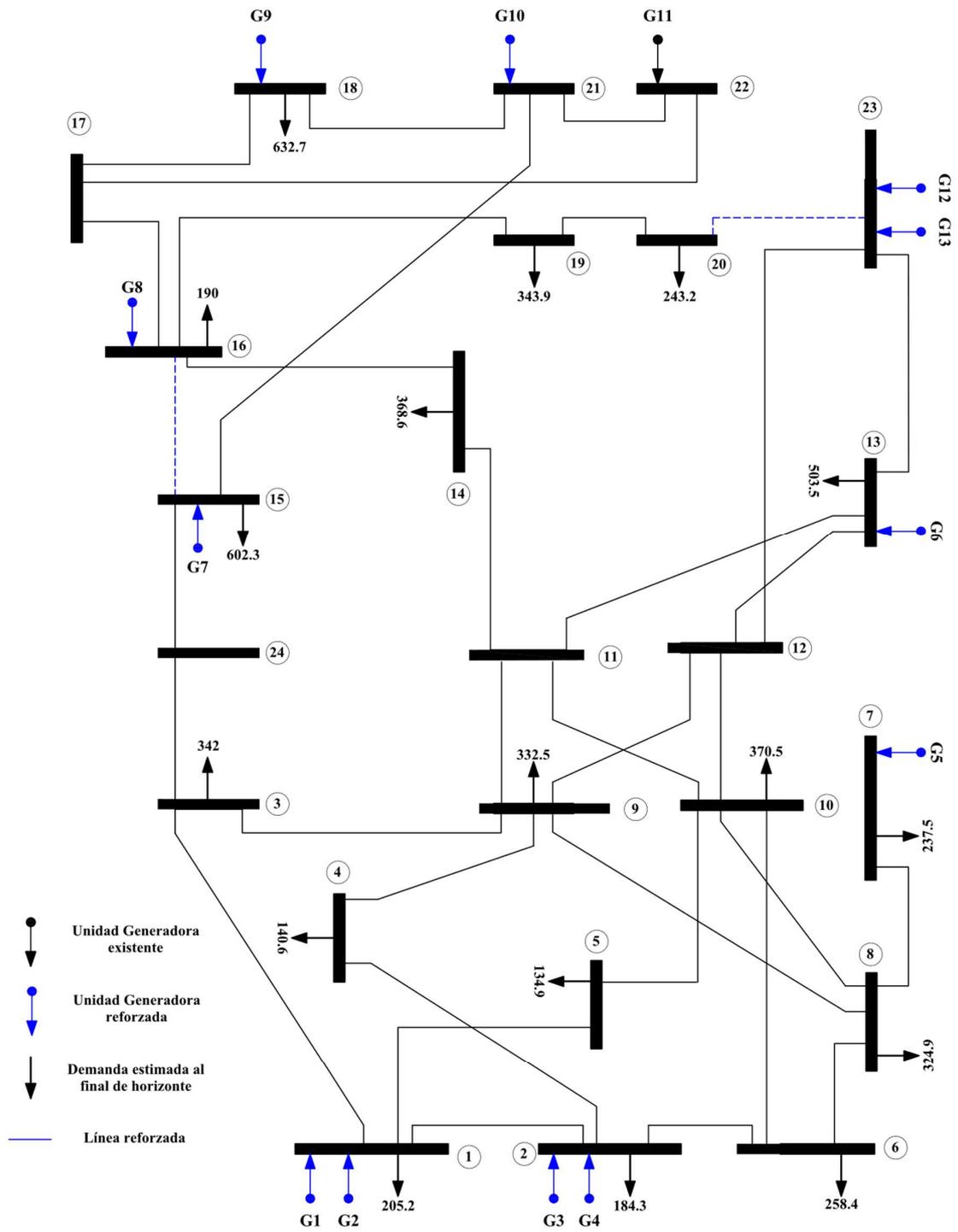


Fig. 5.9 Solución de la expansión del sistema de 24 nodos sin considerar al BESS.

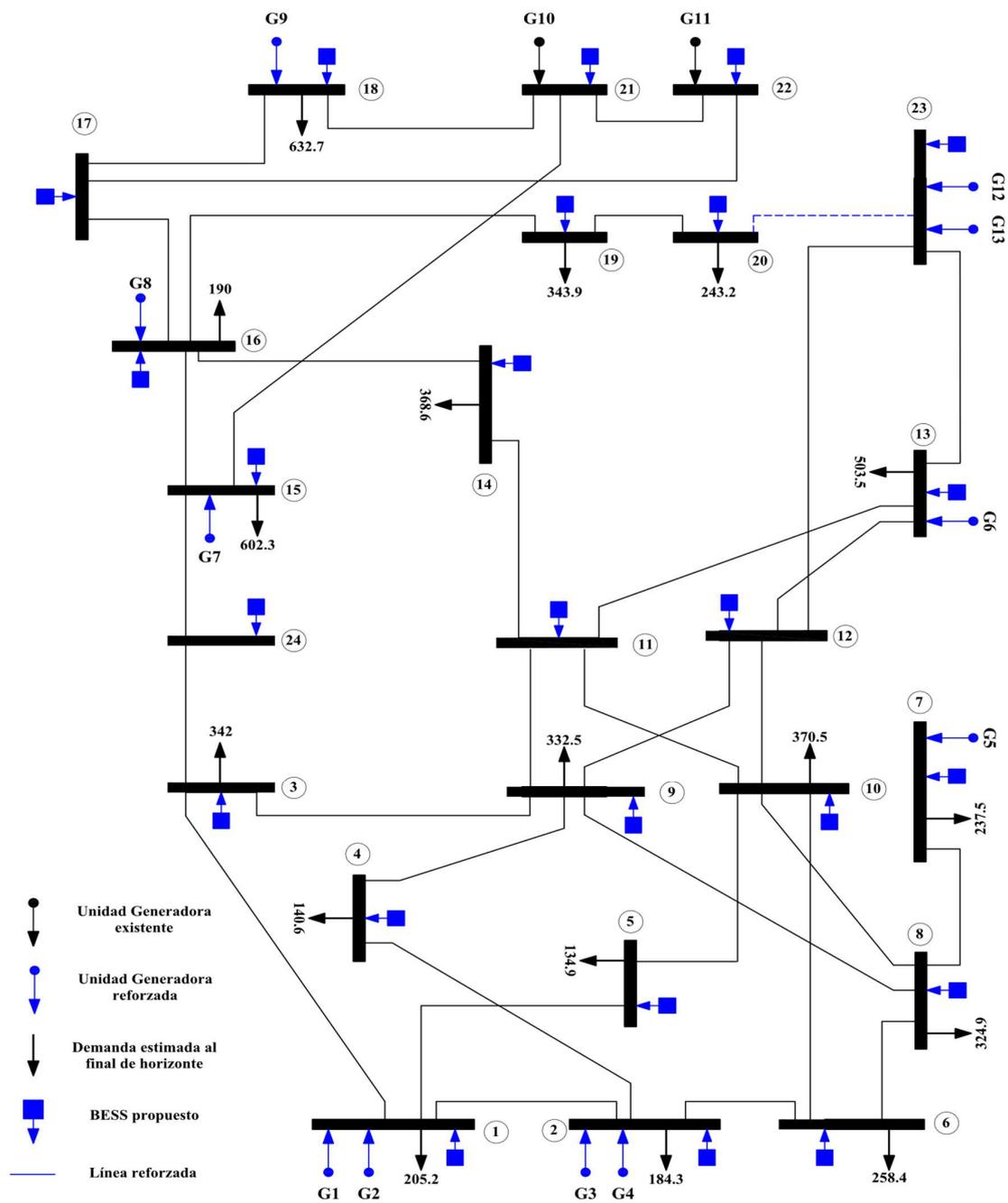


Fig. 5.10 Solución de la expansión del sistema de 24 nodos considerando al BESS.

De las figuras 5.9 y 5.10 se corrobora que la integración del BESS en la solución del GTEP reduce el número de elementos convencionales que el SEP requerirá para hacer frente al aumento de la demanda y a los requerimientos técnicos que solicite el ISO.

Para realizar una comparación entre la cantidad de recursos económicos que deben destinarse al SEP en los dos estudios del GTEP realizados con miras a garantizar su correcto funcionamiento se muestran los montos por elemento nuevo a integrarse en la tabla 5.6.

**Tabla 5.6** Comparación de las inversiones del sistema de 24 nodos.

Elemento	Sin considerar al BESS			Considerando al BESS		
	Año	Periodo	Inv [M\$]	Año	Periodo	Inv [M\$]
G1	3	1	465.34	7	1	116.00
G2	5	8	612.97	5	8	612.97
G3	7	7	212.13	9	1	107.50
G4	1	3	2109.57	5	7	612.97
G5	6	5	844.57	8	21	402.46
G6	8	1	1387.27	9	12	1015.08
G7	6	1	303.47	6	1	303.47
G8	7	1	525.34	8	1	363.84
G9	4	10	3959.49	6	1	1970.38
G10	9	1	687.02	---	---	---
G12	9	1	304.30	2	1	3245.55
G13	2	1	3664.33	4	1	1980.02
<i>L</i> <sub>15,16</sub>	9	21	10512.00	---	---	---
<i>L</i> <sub>20,23</sub>	10	1	10930.00	10	5	10930.00
BESS1	---	---	---	2	---	26.37
BESS2	---	---	---	2	---	26.37
BESS3	---	---	---	2	---	26.37
BESS4	---	---	---	2	---	26.37
BESS5	---	---	---	2	---	26.37
BESS6	---	---	---	2	---	26.37
BESS7	---	---	---	2	---	26.37
BESS8	---	---	---	2	---	26.37
BESS9	---	---	---	2	---	34.93
BESS10	---	---	---	1	---	26.37
BESS11	---	---	---	2	---	26.37
BESS12	---	---	---	2	---	26.37
BESS13	---	---	---	2	---	26.37
BESS14	---	---	---	2	---	26.37
BESS15	---	---	---	2	---	26.37
BESS16	---	---	---	2	---	26.37
BESS17	---	---	---	1	---	34.93
BESS18	---	---	---	1	---	34.93
BESS19	---	---	---	2	---	26.37
BESS20	---	---	---	2	---	26.37
BESS21	---	---	---	1	---	30.65
BESS22	---	---	---	1	---	34.93
BESS23	---	---	---	2	---	26.37
BESS24	---	---	---	2	---	26.37
Total			36,516.81[M\$]			22,331.57[M\$]

Por otro lado, en la tabla 5.7 se muestran los costos de operación de los distintos equipos (unidades generadoras y BESS) a lo largo del horizonte de planeación.

**Tabla 5.7** Comparación del costo de operación del sistema de 24 nodos.

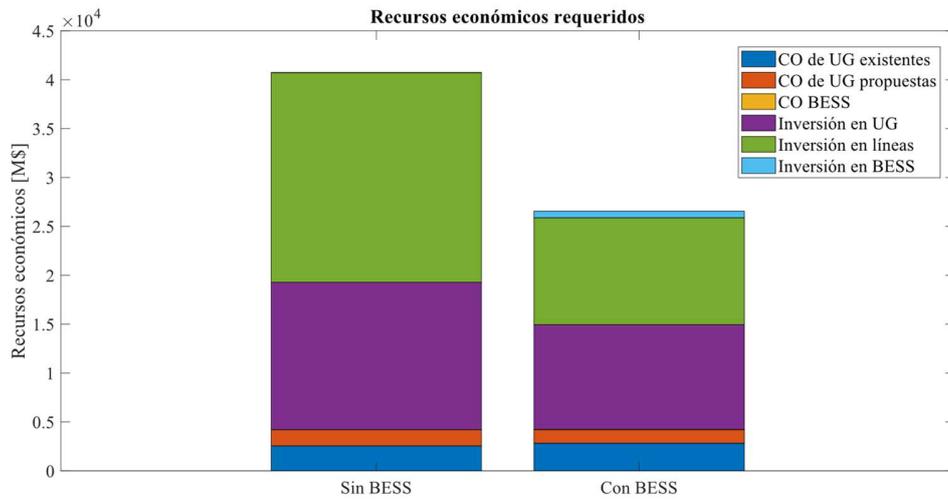
Elemento	Sin considerar al BESS		Integrando al BES	
	$CO_e$ [M\$]	$CO_c$ [M\$]	$CO_e$ [M\$]	$CO_c$ [M\$]
G1	0.209	0.175	0.209	0.096
G2	180.254	122.948	179.886	116.860
G3	0.209	0.091	0.209	0.050
G4	194.817	201.261	195.685	136.659
G5	623.417	252.242	739.982	92.789
G6	269.207	372.787	383.919	253.714
G7	0.377	0.211	0.377	0.211
G8	182.771	81.395	183.353	68.507
G9	149.996	115.031	176.588	87.730
G10	183.85	22.908	185.192	---
G11	0.031	---	0.031	---
G12	346.796	86.790	347.980	319.546
G13	424.107	393.971	433.135	325.308
BESS1	---	---	---	0.0042
BESS2	---	---	---	0.0042
BESS3	---	---	---	0.0042
BESS4	---	---	---	0.0042
BESS5	---	---	---	0.0042
BESS6	---	---	---	0.0042
BESS7	---	---	---	0.0042
BESS8	---	---	---	0.0042
BESS9	---	---	---	0.0042
BESS10	---	---	---	0.0046
BESS11	---	---	---	0.0042
BESS12	---	---	---	0.0042
BESS13	---	---	---	0.0042
BESS14	---	---	---	0.0042
BESS15	---	---	---	0.0042
BESS16	---	---	---	0.0042
BESS17	---	---	---	0.0046
BESS18	---	---	---	0.0041
BESS19	---	---	---	0.0042
BESS20	---	---	---	0.0042
BESS21	---	---	---	0.0044
BESS22	---	---	---	0.0046
BESS23	---	---	---	0.0042
BESS24	---	---	---	0.0042
	2556.04[M\$]	1649.81[M\$]	2826.55[M\$]	1401.57[M\$]
Total	4205.85[M\$]		4228.12[M\$]	

De la tabla 5.6 se corrobora que al integrar el BESS como un elemento adicional, no solo disminuye la cantidad de elementos convencionales que deben integrarse al SEP, sino que también se aplazan la mayoría de las puestas en servicio de los elementos que deben reforzar el sistema. El aplazamiento en el tiempo y la reducción de elementos necesarios tiene como resultado una menor cantidad de recursos económicos que deben invertirse para integrar los elementos que fortalecerán el SEP. En el caso del sistema de 24 nodos, la cantidad de recursos económicos que deben asignarse para reforzar el SEP disminuye de 36,516.81[M\$] en el caso donde no se considera el BESS a 22,331.57[M\$] si se considera el BESS, lo que implica una reducción del 39% en los recursos que deben destinarse para fortalecer el SEP.

Por otra parte, considerar el BESS tiene el inconveniente de aumentar el costo de operación del sistema. Sin embargo, este aumento en el costo de operación pasa de 4205.85[M\$] a 4228.12[M\$], lo que implica un aumento del 0.53%. Este aumento es bastante reducido por dos razones: la primera razón es que el BESS permite hacer un mejor uso de las unidades de generación con costos de operación bajos para satisfacer la demanda, en otras palabras, las unidades de generación con un costo de operación menor (en el caso del sistema de 24 nodos son:  $G_{11}$ ,  $G_1$ ,  $G_3$ ,  $G_7$ ,  $G_9$ ,  $G_{10}$  y  $G_{13}$ ) inyectaran al sistema una mayor cantidad de energía y su producción es (salvo el caso de  $G_9$ ) constante, estos datos se verifican al observar las gráficas de inyección de energía. La segunda razón es que en la mayoría de los casos el BESS inyecta la energía previamente sustraída del sistema en el punto de máxima demanda anual, disminuyendo la cantidad de energía que las unidades con un costo mayor deben de inyectar al SEP, este efecto se observa como un aumento en los mínimos anuales del perfil de carga y una disminución de los máximos de generación anuales, ambos efectos mostrados en las curvas de perfil de carga y la curva de generación.

La operación de la red de transmisión, la inyección de energía de las distintas unidades de generación, la curva de generación total, la curva de perfil de carga y el comportamiento de la energía almacenada en los BESS referentes al sistema de 24 nodos se encuentran el Anexo.

Finalmente, en la figura 5.11 se comparan las cantidades totales requeridas para garantizar el correcto funcionamiento del SEP durante todo el horizonte de planeación.



**Fig. 5.11** Recursos económicos requeridos de dar solución al GTEP en el sistema de 24 nodos.

A partir de la figura 5.11, se puede concluir que la integración del BESS en el problema del GTEP tiene un efecto favorable al disminuir de manera drástica la cantidad de recursos económicos que se deben asignar al SEP para aumentar tanto su capacidad de generación como su capacidad de transmisión. Se observa que los costos de operación tanto de las unidades de generación existentes como de las propuestas son prácticamente iguales en ambos casos de estudio. En otras palabras, el mayor beneficio al considerar al BESS se encuentra en la cantidad de recursos que se deben asignar al SEP para la inversión en nuevos elementos. Esto se debe, en primer lugar, a que se requieren de menos elementos y, en segundo lugar, al aplazamiento de la puesta en marcha de casi todos los elementos requeridos.

# Capítulo 6

## CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.

### 6.1 Conclusiones

La integración de los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías al problema de la expansión del sistema eléctrico permite disminuir la cantidad de unidades generadoras y de líneas de transmisión que el sistema eléctrico de potencia requerirá. Por ejemplo, al plantear el sistema de Garver se pasó de necesitar 4 unidades de generación y 5 líneas de transmisión en el caso donde no se considera al BESS a 3 unidades de generación y 4 líneas de transmisión para el caso donde se toma en cuenta a este sistema de almacenamiento de energía. Mientras que, en el sistema de IEEE-RTS de 24 nodos, al resolver el problema de la expansión del SEP sin tener en cuenta al BESS se requiere de aumentar la capacidad de generación de 12 de las 13 unidades de generación que componen al sistema y de dos líneas de transmisión, y al considerar a los sistemas de almacenamiento se necesita aumentar la capacidad de generación de 11 unidades de generación y solo una línea. Por otra parte, en ambos estudios cuando se considera al BESS, se recomienda integrar al BESS en todos los nodos del sistema.

Si bien la reducción de una unidad generadora y una línea de transmisión es motivo suficiente para creer en la factibilidad de los BESS, existe un beneficio adicional al integrar al BESS en la solución del problema de la expansión, este beneficio es un retardo en el tiempo de la puesta en servicio de las unidades de generación y las líneas de transmisión, esto se puede observar de las tablas 5.2 y 5.6, donde la mayoría de los elementos convencionales que deben

de integrarse al SEP se necesitaran en años subsecuentes al caso donde no se considera al BESS, esta puesta en servicio es de vital importancia a la hora de hacer un plan de expansión, el motivo es que si la puesta en servicio es demasiada cercana al inicio del horizonte de planeación, entonces se incrementa la cantidad de recursos que deben asignarse a este elemento para poder construirlo; primero por la cantidad de horas de trabajo que requiere para su construcción y por la premura de conseguir los materiales para su construcción o en casos muy cercanos no es posible de construir el elemento en cuestión.

Por otra parte, está el aumento en el costo de operación que tiene el integrar al BESS en la solución del GTEP. Sin embargo, en la figura 5.11 se observa que el costo operativo del sistema no sufre un gran cambio en ambos estudios, esto se debe a que el presente trabajo propone que el BESS encuentre los puntos de operación que reduzcan la cantidad de recursos totales que deben asignarse al SEP, este comportamiento del BESS se observa en la figura 5.7 donde nota como el BESS puede absorber e inyectar energía al sistema en diferentes momentos (en el caso donde solo se busca reducir el costo de operación, el BESS debe de absorber energía en el periodo de mínima demanda; periodo 4, he inyectarla en el de máxima; periodo 21, de acuerdo a la curva de demanda propuesta en este estudio). También, se observó que las unidades de generación con menores costos de operación en ambos sistemas mantuvieron una inyección de potencia mayor y más estable a lo largo del horizonte de planeación en los casos de estudio donde se contempló la integración del BESS (figura 5.5 y Anexo 2 Inyección de energía por unidades generadoras).

Por lo anteriormente expresado es que este trabajo encuentra factible la integración del BESS en el problema de la expansión del SEP. Principalmente porque disminuye la cantidad de elementos convencionales que el SEP requiere para satisfacer la demanda. Adicionalmente, retrasa en el tiempo la puesta en servicio de los elementos a integrarse al SEP. Y finalmente el BESS aplana la curva de generación beneficiando a las unidades generadoras que integran al SEP.

## 6.2 Trabajos futuros

En el presente trabajo no se tomaron en cuenta las siguientes ideas que pueden ser interesantes de implementar en un futuro:

1. En este trabajo se considera que se cuentan con los suficientes recursos económicos para integrar al SEP los elementos que requiera para satisfacer la demanda al final del horizonte de planeación, de no ser así se debe de limitar la solución a una cantidad finita de recursos previamente establecida, y contemplar la posibilidad de no poder suministrar toda la demanda pronosticada.
2. Se considera que las unidades generadoras, las líneas de transmisión y los BESS disponibles para satisfacer la demanda pueden operar durante todo el horizonte de planeación, por lo que se recomienda tener en cuenta los mantenimientos programados de los distintos elementos que conforman al SEP.
3. En el presente trabajo se considera que no hay pérdidas de potencia por el almacenamiento de energía por lo que con miras a tener una mayor certidumbre en los resultados habría que integrar estas pérdidas.
4. El modelo propuesto supone que las unidades de generación disponibles para cumplir el balance carga-generación pueden aumentar o disminuir la energía que inyectan al SEP limitadas únicamente por su capacidad, se recomienda la integración de rampas de subida y bajada.

# Referencias

- [1] John J. Grainger, William D. Stevenson, "Análisis de Sistemas de Potencia", México, McGraw Hill, 1996, 760p.
- [2] Antonio Gomez-Exposito, Antonio J. Conejo, Claudio Cañizares, Electric Energy Systems: Analysis and Operation. CRC Press, 2009.
- [3] Cámara de diputados del H. Congreso de la Unión, "Ley de la industria eléctrica", México, <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf>, (consultado el 15 de enero del 2023).
- [4] Hinojosa, V.H.; Sepúlveda, J., "Solving the Stochastic Generation and Transmission Capacity Planning Problem Applied to Large-Scale Power Systems Using Generalized Shift-Factors", *Energies* **2020**, *13*, art. no. 3327. <https://doi.org/10.3390/en13133327>.
- [5] N. Alguacil, A. L. Motto and A. J. Conejo, "Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 3, pp. 1070-1077, Aug. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.814891.
- [6] V.H Hinojosa, J. Velásquez, "Improving the mathematical formulation of security-constrained generation capacity expansion planning using power transmission distribution factors and line outage distribution factors", *Electric Power Systems Research*, Volume 140, 2016, pp. 391-400, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epwr.2016.06.002>.
- [7] M. T. A. P. Wickramaratna and N. Wickramaarachchi, "Transmission Network Planning Using Genetic Algorithm," 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, Caracas, Venezuela, 2006, pp. 1-5, doi: 10.1109/TDCLA.2006.311550.
- [8] Ezequiel da S. Oliveira, Ivo C. Silva Junior, Leonardo W. de Oliveira, Isabela M. de Mendonça, Phillipe Vilaça, João T. Saraiva, "A two-stage constructive heuristic algorithm to handle integer investment variables in transmission network expansion planning", *Electric Power Systems Research*, Volume 192, 2021, 106905, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epwr.2020.106905>.
- [9] L. Bahiense, G. C. Oliveira, M. Pereira and S. Granville, "A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no. 3, pp. 560-565, Aug. 2001, doi: 10.1109/59.932295.
- [10] Guillermo Gutiérrez-Alcaraz, Néstor González-Cabrera, Esteban Gil, "An efficient method for Contingency-Constrained Transmission Expansion Planning", *Electric Power Systems Research*, Volume 182, 2020, 106208, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epwr.2020.106208>.
- [11] N. González-Cabrera, G. Gutiérrez Alcaraz and E. Gil, "Transmission Expansion Planning Considering an Hourly Demand Curve," in IEEE Latin America Transactions, vol. 16, no. 3, pp. 869-875, March 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8358667.
- [12] Amin Shokri Gazafroudi, Fabian Neumann, Tom Brown, "Topology-based approximations for N-1 contingency constraints in power transmission networks", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 137, 2022, 107702, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107702>.

- [13] W. Wang, M. Wang and R. Li, "A Transmission & Generator Expansion Planning Model Considering Flexibility and N-1 Contingency," 2021 3rd Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES), 2021, pp. 268-272, doi: 10.1109/AEEES51875.2021.9403002.
- [14] Belu, Radian. *Fundamentals and Source Characteristics of Renewable Energy Systems* (1st ed.). CRC Press, 2020.
- [15] D. Rosewater, S. Ferreira, D. Schoenwald, J. Hawkins and S. Santoso, "Battery Energy Storage State-of-Charge Forecasting: Models, Optimization, and Accuracy," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2453-2462, May 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2798165.
- [16] A. Soroudi, P. Siano and A. Keane, "Optimal DR and ESS Scheduling for Distribution Losses Payments Minimization Under Electricity Price Uncertainty," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 261-272, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2453017.
- [17] Mario A. Tovar Rosas, Miguel Robles Pérez, E. Rafael Martínez Pérez, Mario A. Tovar Rosas, Miguel Robles Pérez, E. Rafael Martínez Pérez, "Itineraries for charging and discharging a BESS using energy predictions based on a CNN-LSTM neural network model in BCS, Mexico", *Renewable Energy*, Volume 188, 2022, Pages 1141-1165, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.02.047>.
- [18] Ariana Ramos, Markku Tuovinen, Mia Ala-Juusela, "Battery Energy Storage System (BESS) as a service in Finland: Business model and regulatory challenges", *Journal of Energy Storage*, Volume 40, 2021, 102720, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102720>.
- [19] A. Moeini, I. Kamwa, Z. Gallehdari and A. Ghazanfari, "Optimal Robust Primary Frequency Response Control for Battery Energy Storage Systems," *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Atlanta, GA, USA, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973752.
- [20] Juan S. Guzmán-Feria, Luis M. Castro, J.H. Tovar-Hernández, N. González-Cabrera, G. Gutiérrez-Alcaraz, "Unit commitment for multi-terminal VSC-connected AC systems including BESS facilities with energy time-shifting strategy", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 134, 2022, 107367, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107367>.
- [21] Pan Liang, Navid Bohlooli, "Optimal unit commitment integrated energy storage system, renewable energy sources and FACTS devices with robust method", *Electric Power Systems Research*, Volume 209, 2022, 107961, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107961>.
- [22] Ying-Yi Hong, Gerard Francesco DG. Apolinario, Tai-Ken Lu, Chia-Chi Chu, "Chance-constrained unit commitment with energy storage systems in electric power systems", *Energy Reports*, Volume 8, 2022, Pages 1067-1090, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.12.035>.
- [23] Comisión Reguladora de Energía (CRE), "Código de RED", México, [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016#gsc.tab=0), (consultado el 15 de febrero del 2023).
- [24] Comisión Reguladora de Energía (CRE), "Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional", México, [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/789749/RCSEN\\_2021.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/789749/RCSEN_2021.pdf), (consultado el 21 de febrero del 2023).
- [25] Mathworks, Latinoamérica "Surrogate optimization for global minimization of time-consuming objective functions", <https://la.mathworks.com/help/gads/surrogateopt.html>, (consultado el 21 de diciembre del 2022).

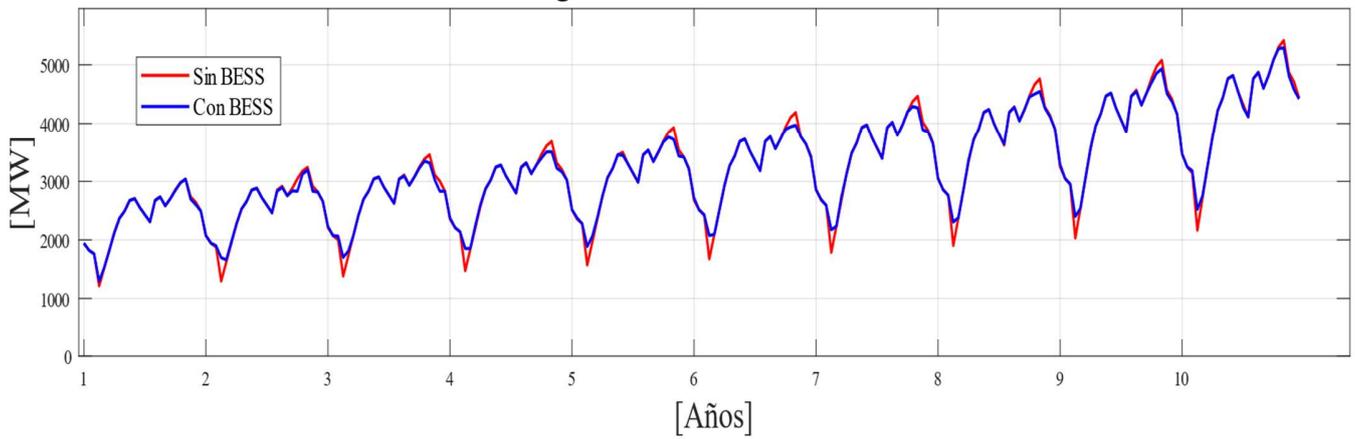
- [26] D. Pudjianto, M. Aunedi, P. Djapic and G. Strbac, "Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity Systems," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1098-1109, March 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2282039.
- [27] Belu, Radian. *Energy Storage, Grid Integration, Energy Economics, and the Environment* (1st ed.). CRC Press, 2019.
- [28] Rufer, Alfred. *Energy Storage Systems and Components*, CRC Press, 2018.
- [29] Yu Hu, David Soler Soneira, María Jesús Sánchez, "Barriers to grid-connected battery systems: Evidence from the Spanish electricity market", *Journal of Energy Storage*, Volume 35, 2021, 102262, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102262>.
- [30] Mathworks, Latinoamérica "Linprog", <https://la.mathworks.com/help/optim/ug/linprog.html> (consultado el 21 de febrero del 2023).
- [31] Mathworks, Latinoamérica "Intlinprog", <https://la.mathworks.com/help/optim/ug/intlinprog.html> (consultado el 21 de febrero del 2023).
- [32] Y. Ru, J. Kleissl and S. Martinez, "Storage Size Determination for Grid-Connected Photovoltaic Systems," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 68-81, Jan. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2199339.
- [33] P. M. Subcommittee, "IEEE Reliability Test System," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047-2054, Nov. 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319398.
- [34] Sarjiya, Lesnanto Multa Putranto, Tumiran, Rizki Firmansyah Setya Budi, Dwi Novitasari, Deendarlianto, "Generation expansion planning with a renewable energy target and interconnection option: A case study of the Sulawesi region, Indonesia", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 183, 2023, 113489, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113489>.
- [35] Verena Jülch, "Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method", *Applied Energy*, Volume 183, 2016, pp. 1594-1606, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.165>.

# ANEXO

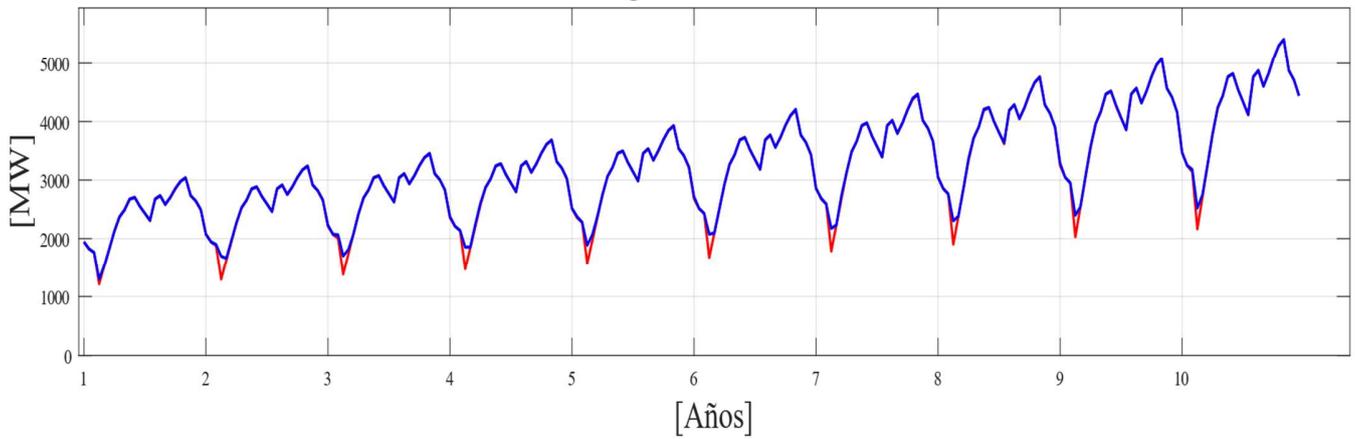
## Gráficas del sistema IEEE-RTS de 24 nodos

Comportamiento de la generación y de la demanda.

Curva de generación del sistema de 24 nodos.

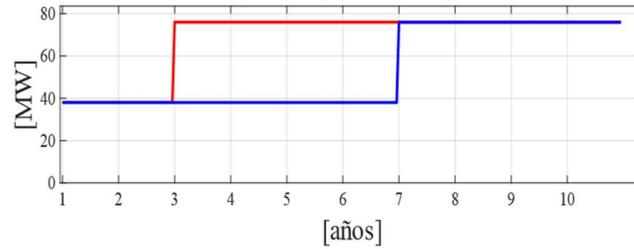


Perfil de carga del sistema de 24 nodos.

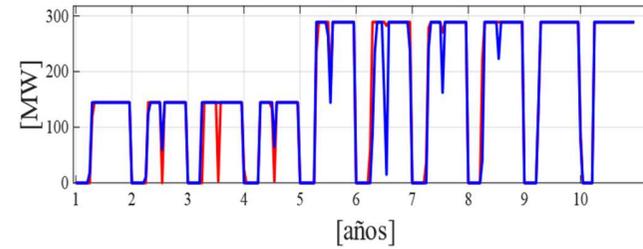


## Inyección de energía por las unidades generadoras

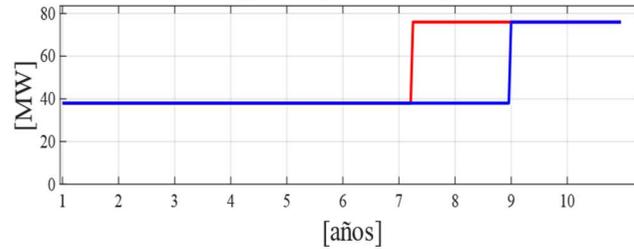
### Energía inyectada por G1



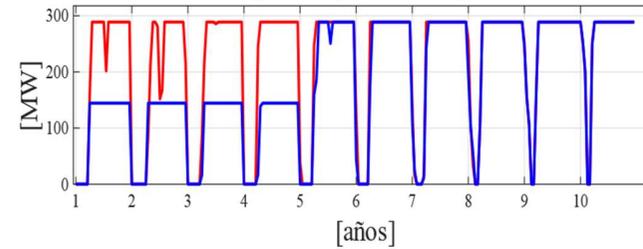
### Energía inyectada por G2



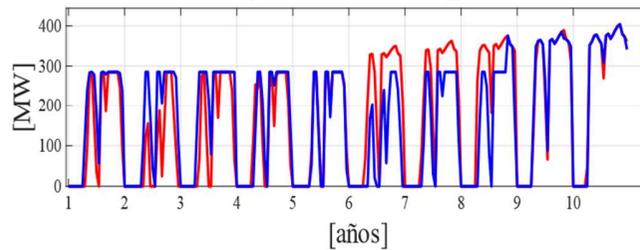
### Energía inyectada por G3



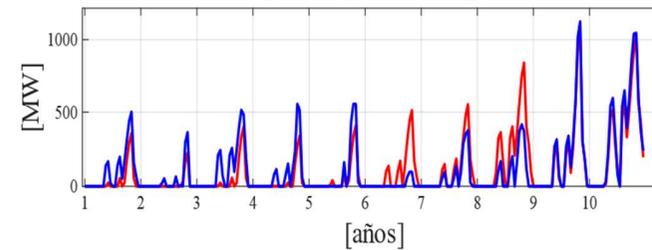
### Energía inyectada por G4

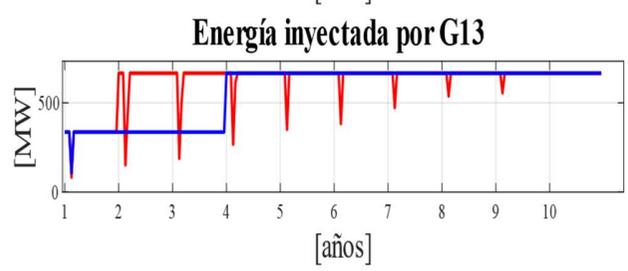
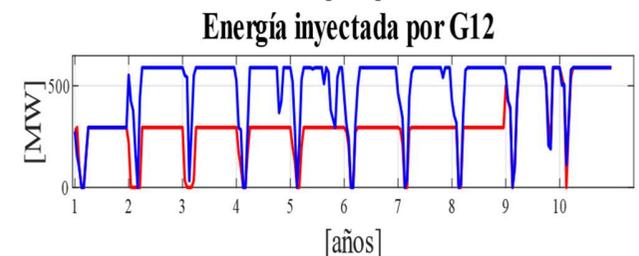
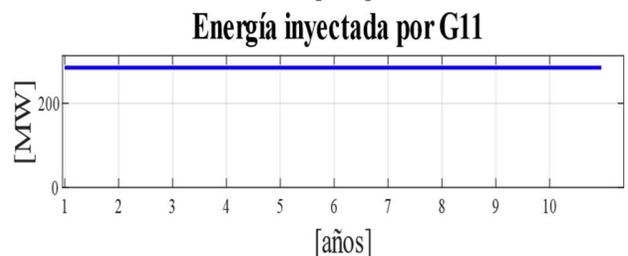
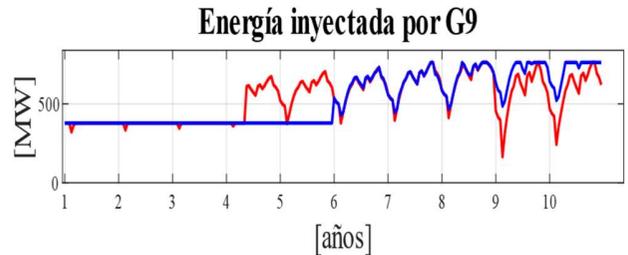
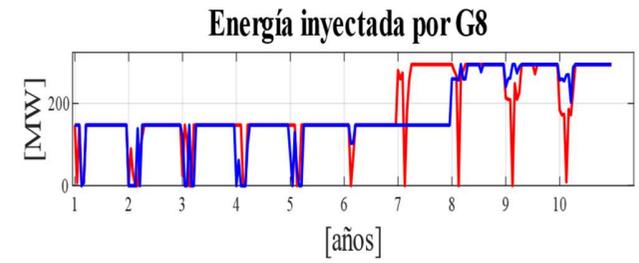


### Energía inyectada por G5

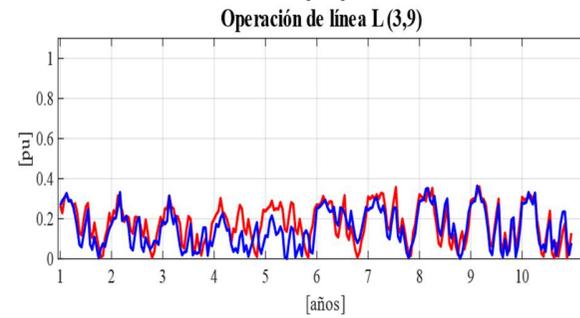
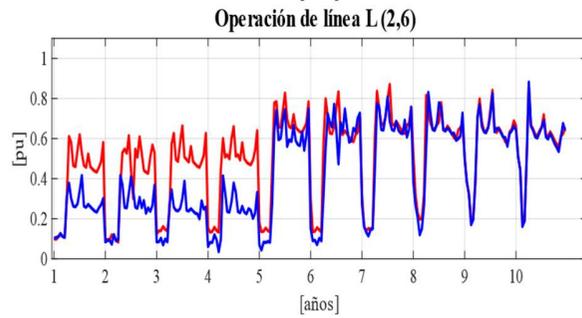
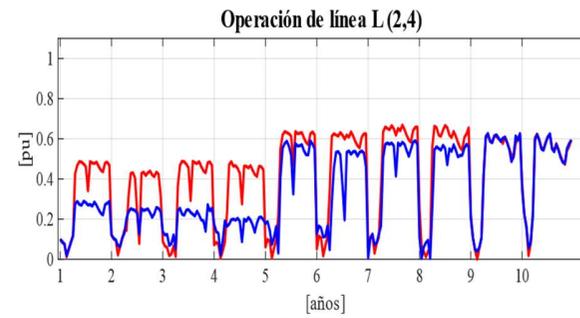
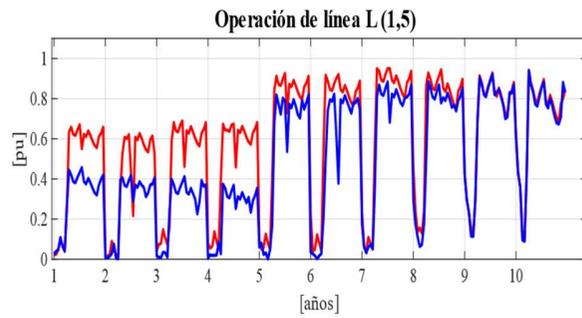
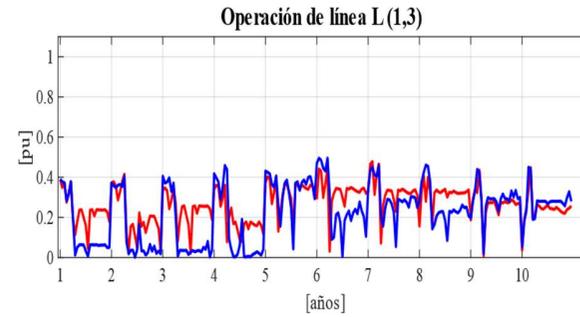
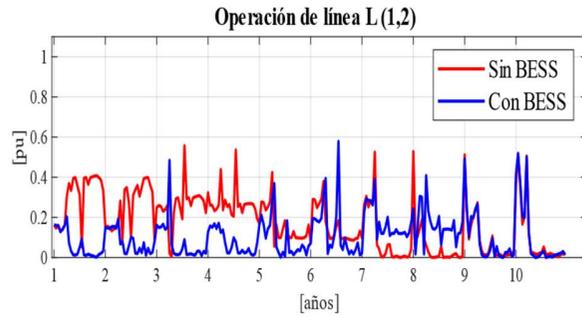


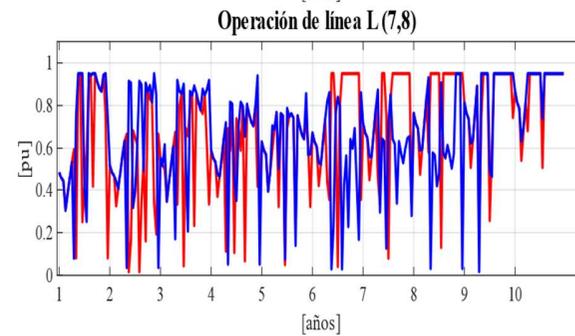
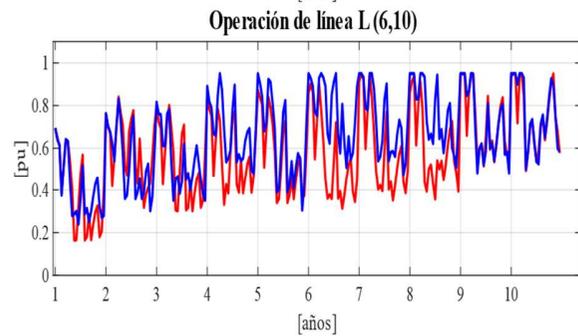
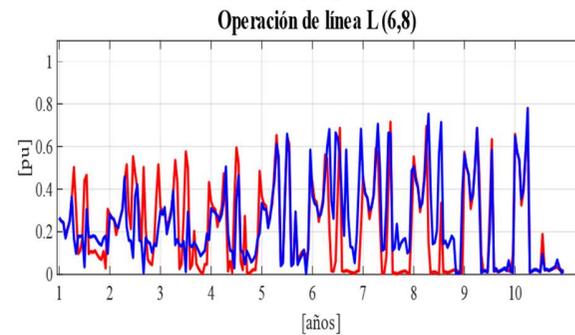
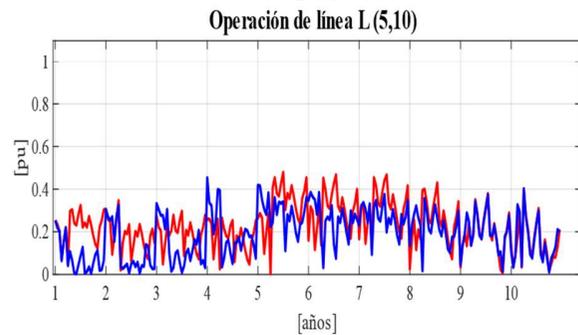
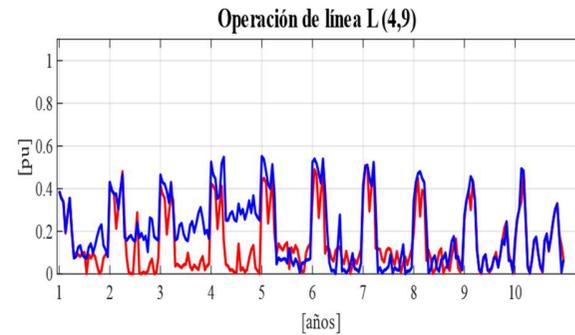
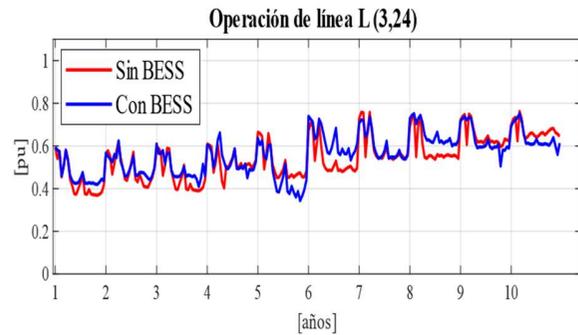
### Energía inyectada por G6

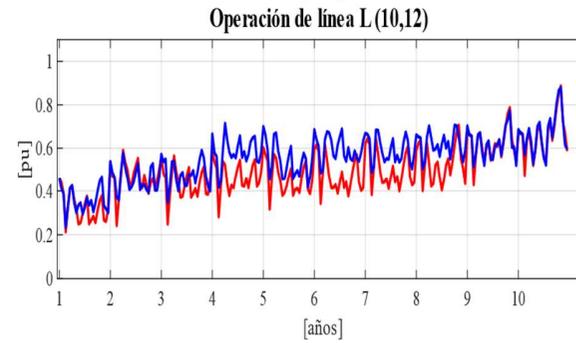
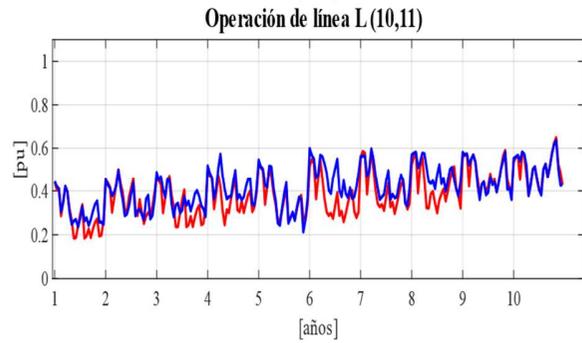
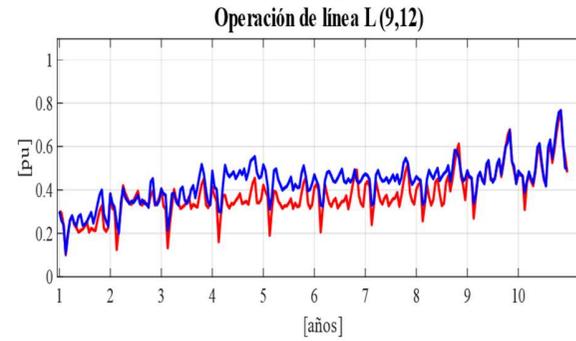
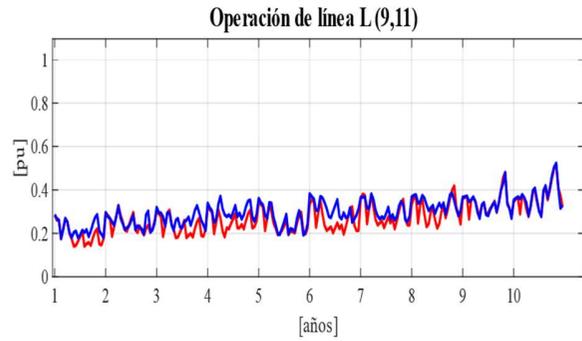
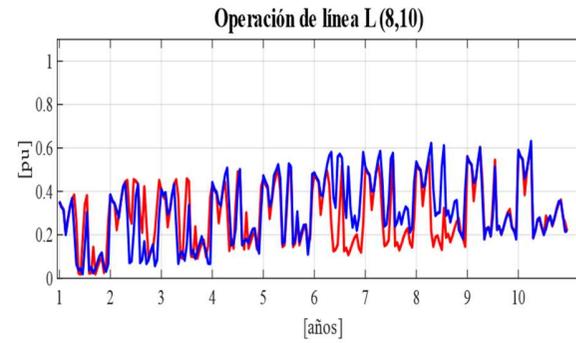
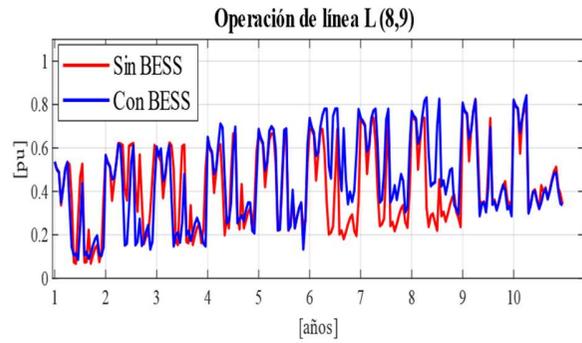


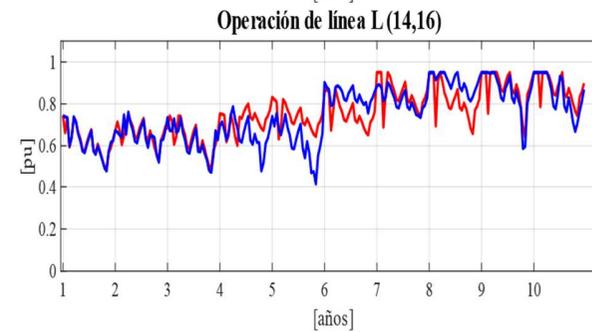
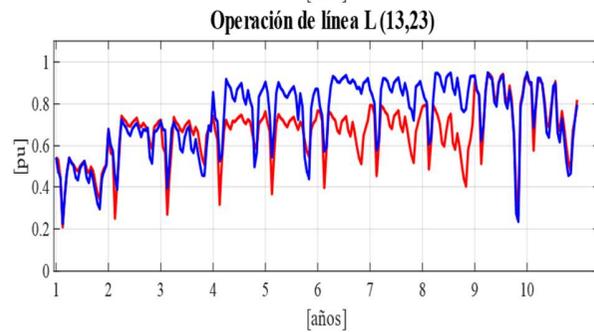
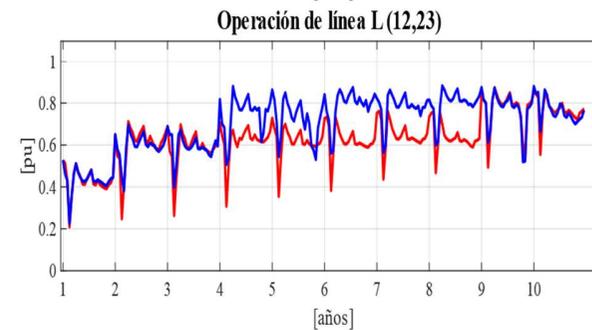
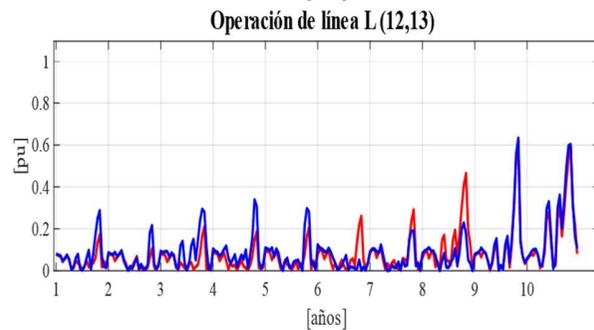
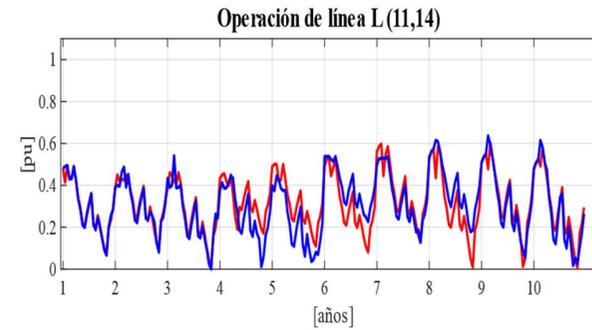
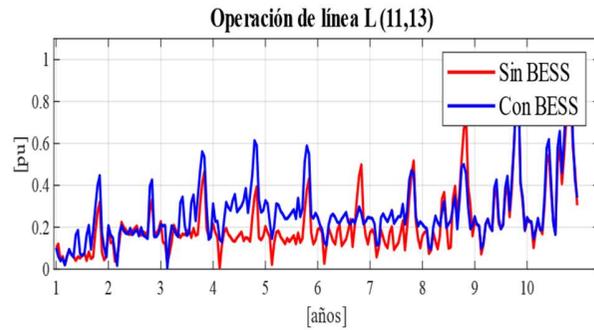


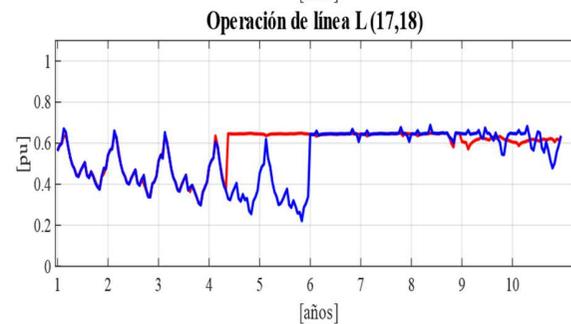
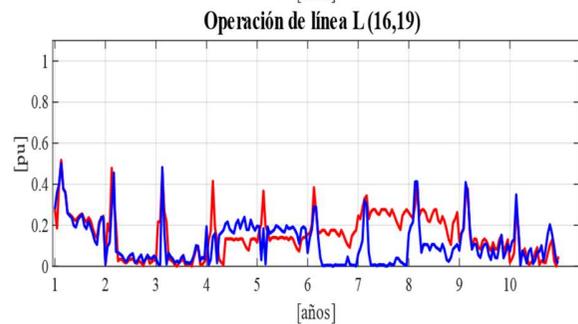
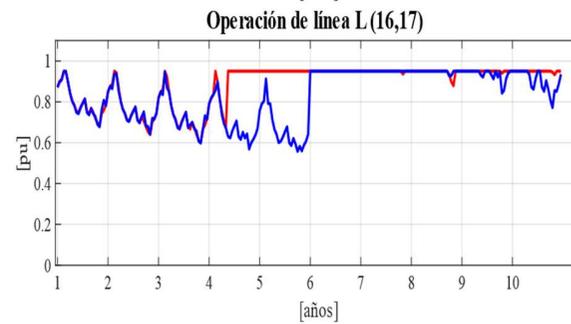
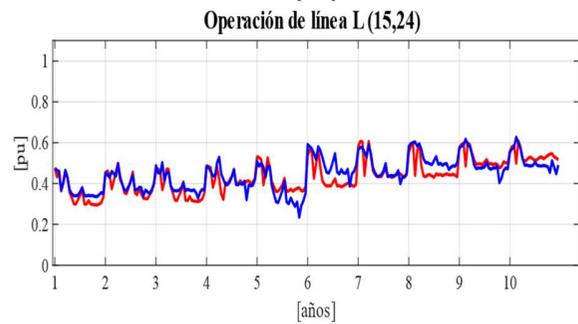
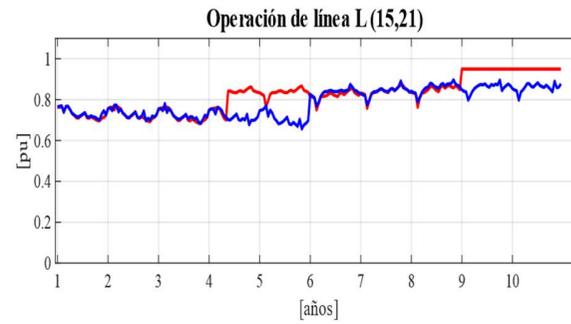
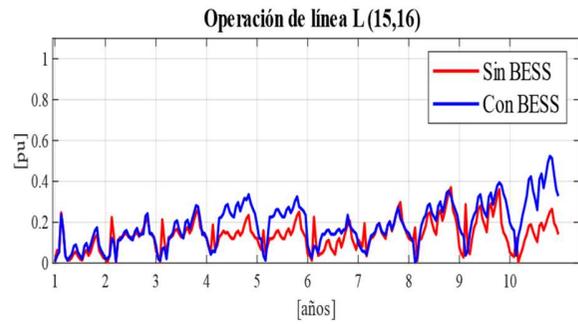
## Operación de la red de transmisión

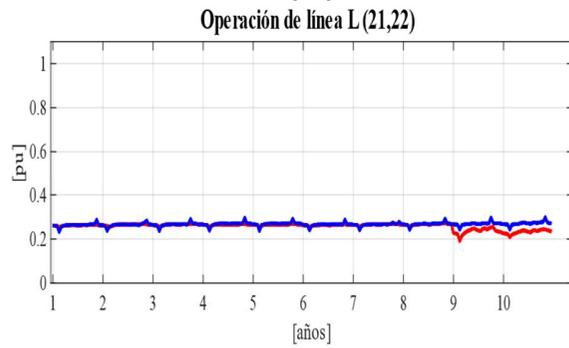
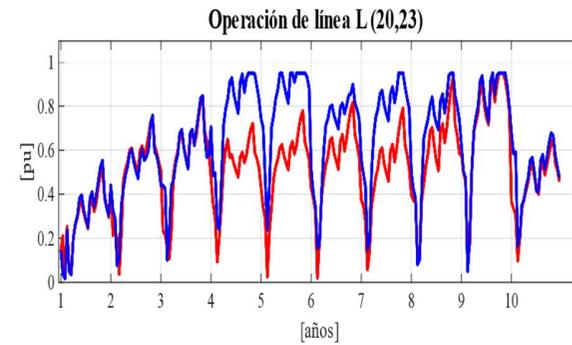
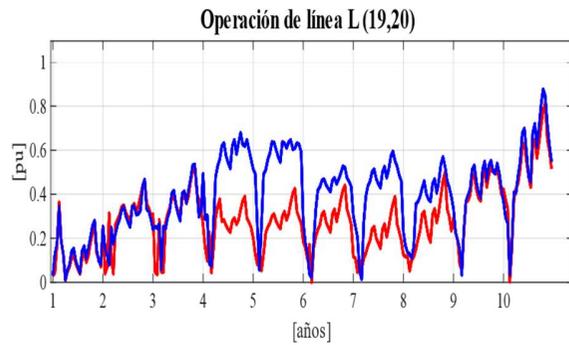
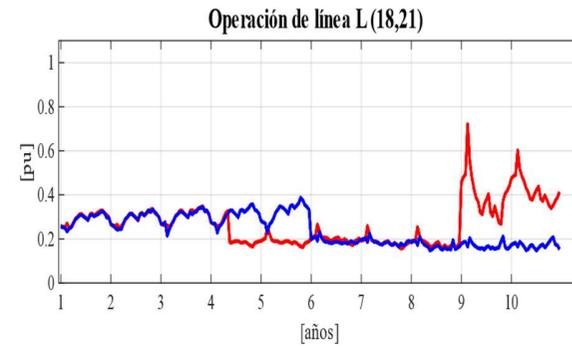
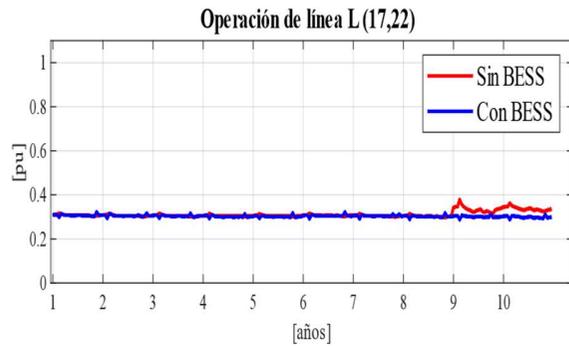




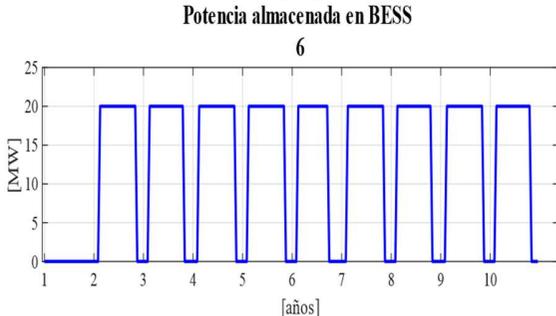
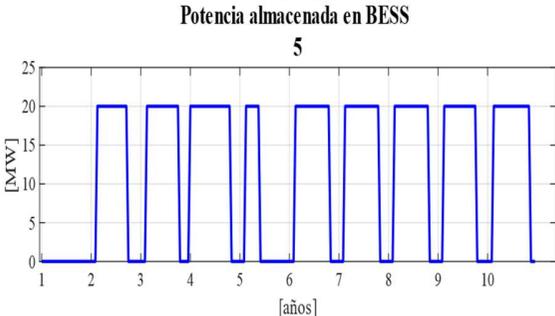
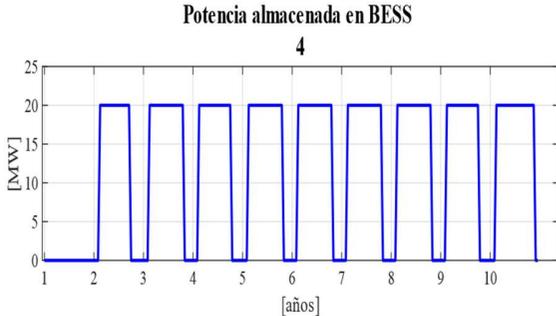
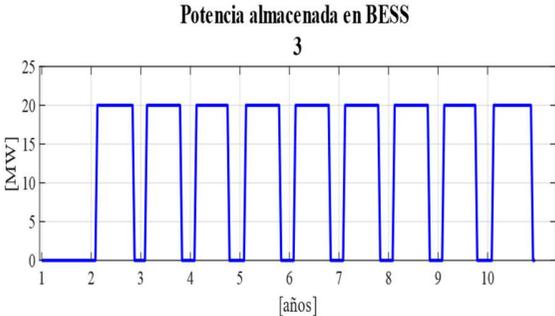
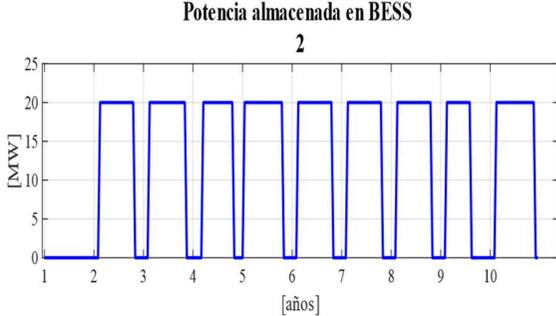
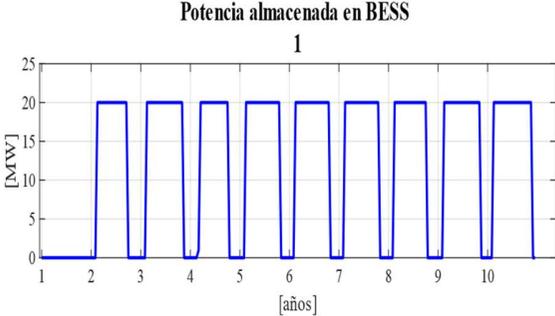


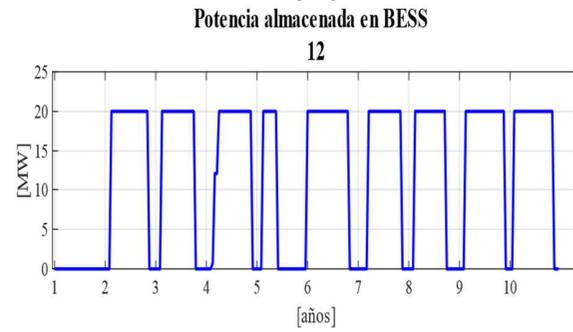
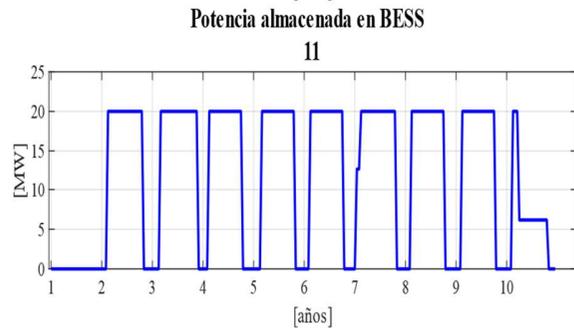
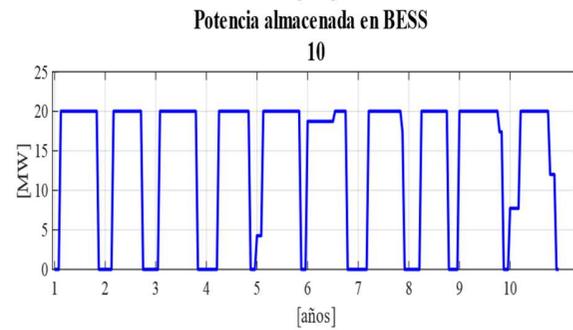
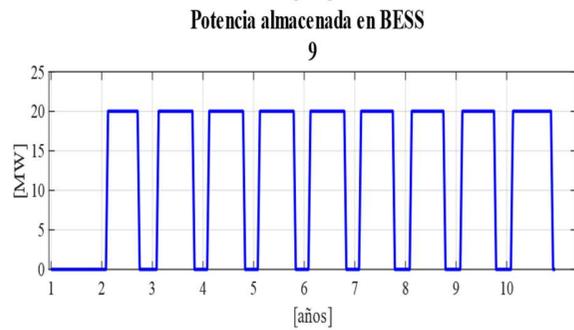
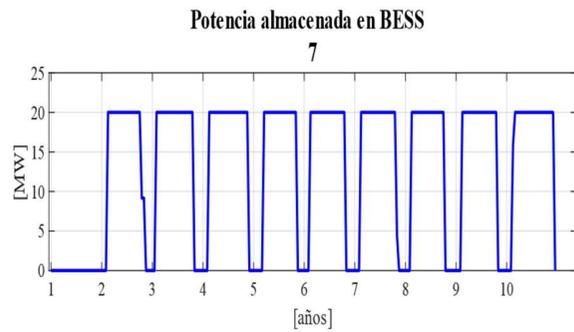






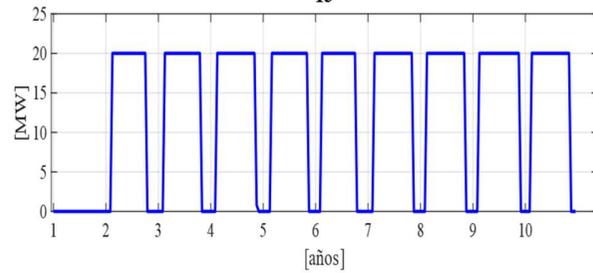
# Comportamiento de la energía almacenada en los BESS





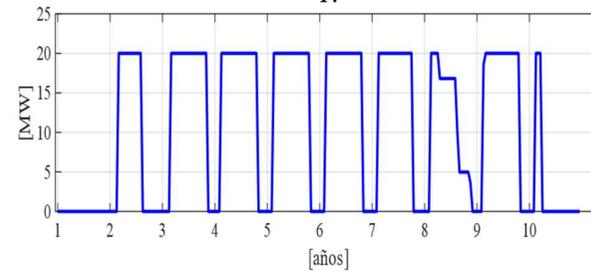
Potencia almacenada en BESS

13



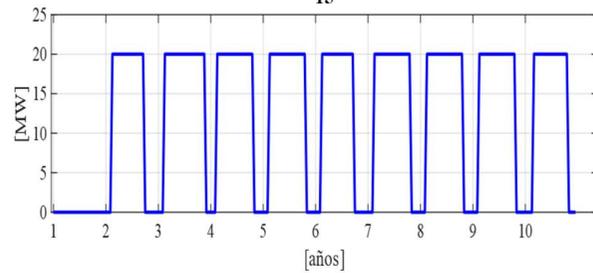
Potencia almacenada en BESS

14



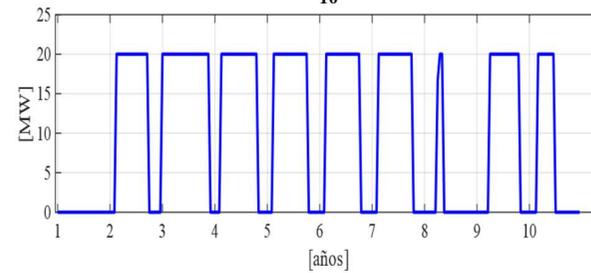
Potencia almacenada en BESS

15



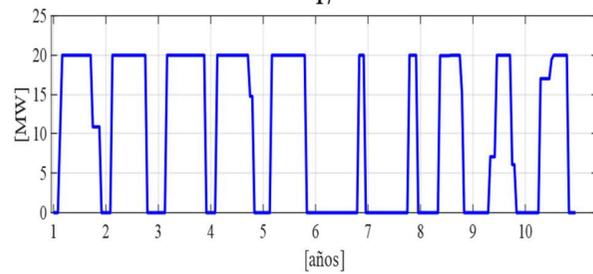
Potencia almacenada en BESS

16



Potencia almacenada en BESS

17



Potencia almacenada en BESS

18

