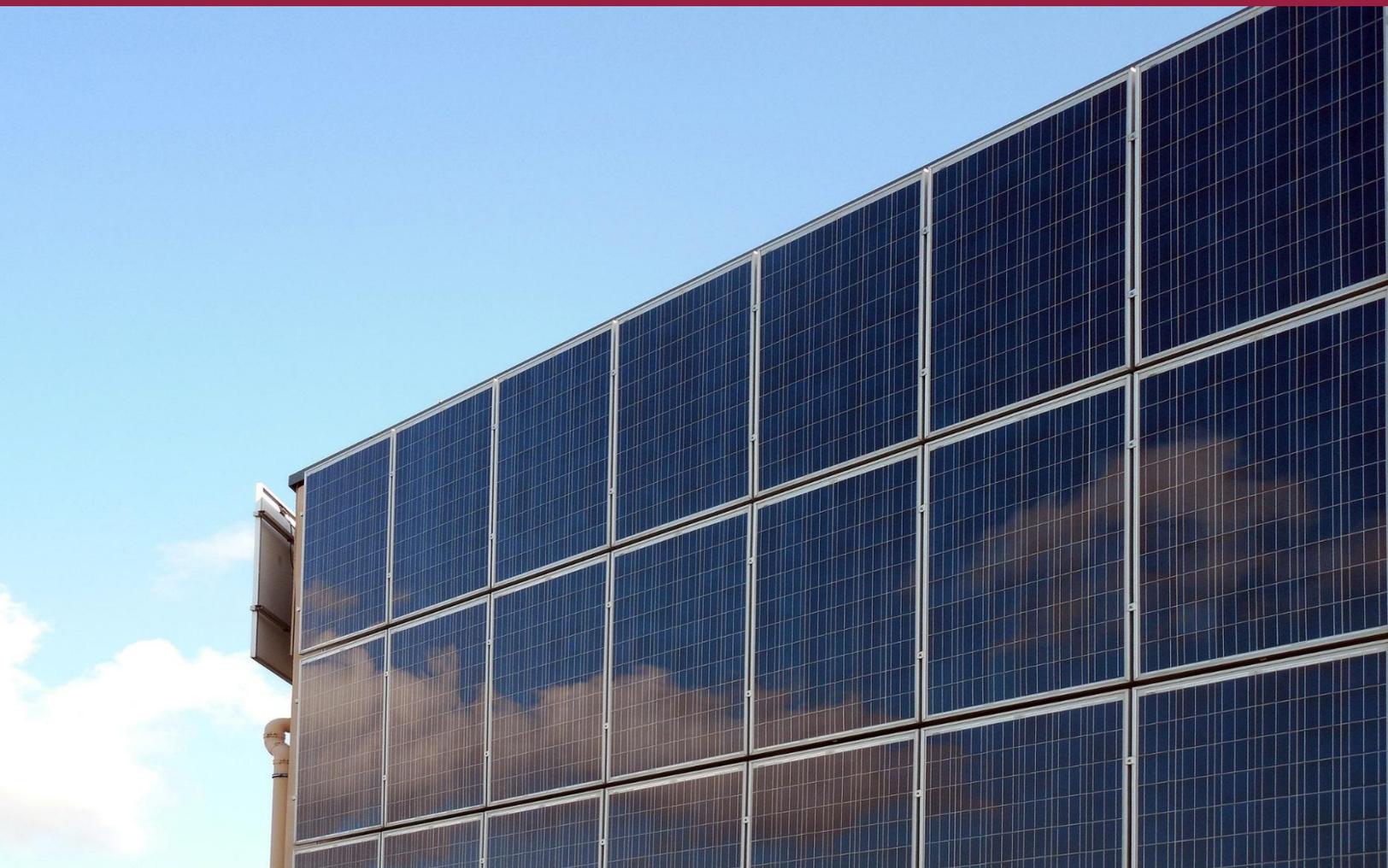


5.2. Uso de tecnologías de almacenamiento para la prestación de servicios conexos y su potencial para la mitigación del cambio climático

Octubre, 2020



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



**Danish Energy
Agency**



Directorio

Dra. María Amparo Martínez Arroyo

Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Elaboración, edición, revisión y supervisión:

Dra. Claudia Octaviano Villasana

Coordinadora General de Mitigación al Cambio Climático

Ing. Eduardo Olivares Lechuga

Director de Proyectos Estratégicos en Tecnologías de Bajo Carbono

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Mtro. Loui Algren

Asesor de la Agencia de Energía de Dinamarca

Dra. Amalia Pizarro Alonso

Asesora del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Este informe es parte del estudio:

Hoja de ruta tecnológica y potencial de mitigación del almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos en México

Redactado por:

Dr. Juan M. Ramírez Arredondo

Consultor, COWI, Programa México-Dinamarca para la Energía y el Cambio Climático

Por encargo de INECC con apoyo del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

D.R. © 2020 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Blvd. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

Jardines en la Montaña, Ciudad de México. C.P. 14210

<http://www.gob.mx/inecc>



Contenido

Contenido	5
Tablas	7
Figuras.....	8
Resumen ejecutivo.....	10
1. Servicios conexos.....	13
2. Frecuencia, voltaje y arranque autógeno	14
2.1 Frecuencia	14
2.2 Regulación de voltaje.....	15
2.3 Arranque autógeno.....	17
2.4 Servicios conexos en México.....	17
3. Flexibilidad.....	18
4. Tecnologías de almacenamiento de energía.....	20
5. Sistema de estudio.....	21
5.5 Sistema aislado: Baja California Sur	23
5.2 Estudios de frecuencia.....	25
5.2.1 Cálculo de la capacidad de almacenamiento requerida, teniendo en cuenta las desviaciones de frecuencia.....	31
5.2.2 Reserva requerida a las 9 pm. (incluye la reserva rodante).....	36
5.3 Protección contra el colapso de voltaje	37
5.3.1 Baja California Sur.....	46
5.3.2 Capacidad de compensación reactiva.....	50
6. Energías renovables y el papel de la electrónica de potencia.....	53
7. Emisiones.....	55
Reserva total (1,700 MW).....	58
Reserva primaria (400 MW).....	58
Reserva control de Frecuencia (37 MW)	59
8. Ubicación de las fuentes de almacenamiento.....	60
9. Dimensionamiento de servicios conexos	66
9.1 Capacidad de demanda por tipo de servicio conexo.....	66
9.2 Servicios conexos.....	68
9.3 Dimensionamiento del ESS a nivel regional	70



10.	Conclusiones	72
	Respecto a la reserva total (1,700 MW)	74
	Respecto de la reserva para control de frecuencia (37 MW) 2018	76
	Respecto de la reserva para control de frecuencia (121 MW) 2033	76
11.	Referencias	78



Tablas

- Tabla 2.1.** Ejemplo de tipos y cantidades de reservas en el SIN en una hora. Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.
- Tabla 2.2.** Clasificación de los servicios conexos en el mercado mexicano según las normas vigentes del mercado. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 5.1.** Capacidad instalada por área de control y demanda (2018). Fuente: (SENER, 2019).
- Tabla 5.2.** Capacidad instalada en Baja California Sur (2018). (PRODESEN, 2019, Tabla 6.5).
- Tabla 5.3.** Capacidad de demanda coincidente y cambio de carga. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 5.4.** Cantidad de almacenamiento necesario para evitar la desviación de frecuencia (min. ES) más allá de un umbral en el SIN en 2018. Fuente: Elaboración propia.
- Tabla 5.5.** BCS: Capacidad de almacenamiento para limitar la excursión de frecuencia. Fuente: Elaboración propia.
- Tabla 5.6.** Cantidad de almacenamiento necesario para evitar la desviación de frecuencia (min. ES) más allá de un umbral en el SIN en 2033. Fuente: Elaboración propia.
- Tabla 5.7.** Porcentaje de reducción de reserva por área de control a las 21:00 horas (SIN). Fuente: Elaboración propia.
- Tabla 5.8.** Lista de algunos nodos de interés actual para el SIN. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 5.9.** Grado de compensación reactiva (Mvar) en cinco regiones del SIN. Fuente: Elaboración propia.
- Tabla 7.1.** Estimación de reducción de las emisiones del SIN asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía (1700 MW) correspondientes a la prestación de servicios conexos. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 7.2.** Estimación de reducción de las emisiones del BCS asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía (60 MW) correspondientes a la prestación de servicios conexos. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 7.3.** Estimación de reducción de las emisiones del SIN asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía (400 MW) correspondientes a la prestación de servicios conexos solo reserva primaria. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 7.4.** Estimación de reducción de las emisiones de BCS asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía correspondientes a la prestación de servicios auxiliares. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 7.5.** Estimación de la reducción de las emisiones del SIN asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía (37 MW) correspondientes a la prestación de servicios auxiliares que solo responden en frecuencia. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 7.6.** Estimación de reducción de las emisiones de BCS asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía correspondientes a la prestación de servicios auxiliares que solo responden en frecuencia. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 8.1.** Subestaciones para colocar sistemas de almacenamiento de energía para ayudar a mantener la frecuencia y el voltaje en las regiones indicadas. Fuente: elaboración propia.



- Tabla 9.1.** Capacidad por área de control (regulación de frecuencia y de voltaje). Fuente: Elaboración propia
- Tabla 9.2.** BCS (regulación de frecuencia y de voltaje). Fuente: Elaboración propia
- Tabla 9.3.** Servicios conexos para el SIN. Fuente: Elaboración propia
- Tabla 9.4.** Servicios conexos para BCS*. Fuente: Elaboración propia.
- Tabla 9.5.** Compensación regional para mejorar el servicio eléctrico.
- Tabla 10.1.** Estimación en reducción de emisiones de CO₂e por área de control. (FE de INEGyCEI).
- Tabla 10.2.** Estimación en reducción de emisiones de CO₂e por área de control. (FE de IPCC, 2006).
- Tabla 10.3.** Compasión de la reducción de emisiones de CO₂ por tecnología y método.
- Tabla 10.4.** Reducción de la generación debido a almacenamiento por tecnología y área de control. (Kindle).
- Tabla 10.5.** Compasión de la reducción de emisiones de CO₂ por tecnología y método. 2018.
- Tabla 10.6.** Comparación de reducción de emisiones de CO₂ debido a control de frecuencia con almacenamiento por tecnología y método. 2018.
- Table 10.7.** Compasión de la reducción de emisiones de CO₂ por tecnología y método. 2024-2033.
- Table 10.8.** Comparación de reducción de emisiones de CO₂ debido a control de frecuencia con almacenamiento por tecnología y método. 2024-2033.

Figuras

- Figura 2.1.** Curva de capacidad del generador síncrono. (Kundur, P., 1994).
- Figura 3.1.** Ejemplos de soluciones flexibles para cada tipo con niveles de implementación desde local hasta todo el sistema. (Hillberg, E., 2019)
- Figura 5.1.** Estructura general del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Fuente: (PRODESEN, 2019).
- Figura 5.2.** Diagrama del sistema eléctrico de Baja California Sur. Fuente: (CENACE, 2018).
- Figura 5.3.** La estructura de interconexión de las siete áreas de control del SIN. Fuente: Elaboración propia.
- Figura 5.4.** Sistema de control de dos áreas. En el presente estudio, se amplió a siete áreas (no se muestra para simplificar). (Elgerd O.I., 1982).
- Figura 5.5.** El comportamiento de la frecuencia ante una carga repentina cambia las diferentes áreas de control del SIN (1.5% -línea verde, 1.0% -línea rosa, 0.5% -línea azul de la demanda total del área de control); BESS incluido (línea roja). Fuente: Elaboración propia.
- Figura 5.6.** El comportamiento de la frecuencia en caso de un cambio escalonado en el sistema de BCS (0.5%, 1.0% y 1.5% de la demanda total). Fuente: Elaboración propia.



- Figura 5.7.** Capacidad de almacenamiento que permite una desviación de frecuencia promedio de 0.09 a 0.03 Hz por área de control. Fuente: Elaboración propia.
- Figura 5.8.** Sistema aislado de BCS: capacidad de almacenamiento para limitar la excursión de frecuencia en caso de un barrido de cambios escalonados en la carga. Fuente: Elaboración propia.
- Figura 5.9.** Triángulo de potencia. (Elgerd O.I., 1982).
- Figura 5.10.** Curvas P-V en algunos buses de diferentes áreas de control. Fuente: Elaboración propia.
- Figura 5.11.** Curvas P-V para nodos del sistema de BCS. Fuente: Elaboración propia.
- Figura 7.1.** Porcentaje de reducción de emisiones según el escenario de penetración de renovables (sin almacenamiento) de 3500 MW - Carbón, Turbina de vapor de gas, Ciclo combinado y Ciclo simple. Fue adaptado de Kindle A (abril, 2015).
- Figura 8.1.** Región de control Norte. Fuente: (CENACE, 2018).
- Figura 8.2.** Región de control Noreste. Fuente: (CENACE, 2018).
- Figura 8.3.** Región de control Occidental. Fuente: (CENACE, 2018).
- Figura 8.4.** Región de control Peninsular. Fuente: (CENACE, 2018).
- Figura 8.5.** Baja California Sur. Fuente: (CENACE, 2018).
- Figura 9.1.** Servicio de arranque autógeno por almacenamiento. (SANDIA REPORT, 2015).



Resumen ejecutivo

Este estudio analiza la introducción del almacenamiento en la operación de la red eléctrica, tanto mediante la prestación de servicios de balance a gran escala, como se ha venido haciendo hasta ahora, o usándolo como herramienta para mejorar la calidad del servicio (resolución de contingencias de la red). El almacenamiento de energía proporciona al sistema servicios conexos (respuesta inercial, reservas primarias, reserva "rodante"). En las redes eléctricas se identifican numerosas aplicaciones, agrupadas en cinco categorías según el sistema en el que realizan su función (generación, transmisión, distribución, demanda o servicios conexos). Este estudio se refiere únicamente a este último.

Este estudio estima el tamaño de los servicios auxiliares y el potencial de mitigación de CO₂ del almacenamiento a gran escala en México a través de las dos acciones fundamentales que se toman en cuenta para ofrecer un servicio eléctrico de calidad: (i) regulación de frecuencia; y (ii) regulación de voltaje. Presenta resultados y una evaluación de dichas acciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), compuesto por 158 generadores, 2,022 buses y 3,025 líneas, así como en el sistema aislado de Baja California Sur.

Se realizan estudios para evaluar el comportamiento de la frecuencia, en las diferentes áreas de control del SIN, ante incrementos repentinos de carga. Asimismo, se cuantifican las posibles compensaciones de potencia reactiva en áreas de mayor interés para el sistema para solucionar problemas de perfil de baja tensión, que fueron detectados en estudios previos realizados por autoridades nacionales. Esto se hace para evaluar su comportamiento y proponer los elementos de inserción para ayudar a mejorarlo.

Con base en los valores de reserva requeridos por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), se propone proveerlos mediante tecnologías de almacenamiento de energía. Se cuantifica la reducción de CO₂ y emisiones contaminantes, asumiendo que las tecnologías de generación que se desplazan son tecnologías convencionales que se encuentran fuera de operación.

Desde el punto de vista de los generadores, la reserva rodante es un problema por varias razones, entre ellas el hecho de que obliga a los generadores a trabajar en puntos no óptimos o bajo desviación de la operación nominal. El uso de almacenamiento permite que los generadores funcionen a plena potencia, por lo que, en caso de aumento de potencia, el almacenamiento suministra esos servicios. De esta forma, los sistemas de almacenamiento y sus convertidores asociados pueden hacerse cargo de la reserva rodante, permitiendo que las máquinas convencionales trabajen a su potencia nominal o máxima. Por tanto, el funcionamiento de la red de transmisión y distribución también se beneficia de las instalaciones de almacenamiento. En el documento se describen varias formas de contribución del almacenamiento de energía al mantenimiento de la frecuencia del sistema. La alta velocidad de respuesta, característica de las baterías, les permite colaborar eficazmente en el control de frecuencia primaria.

Este estudio muestra en las secciones primera y segunda una revisión comprensible de los servicios conexos, especialmente el control de frecuencia y voltaje. En los apartados tres



y cuatro también se presenta el contexto de estos servicios dentro del concepto de flexibilidad para la integración de Energías Renovables Variables (ERV) en sistemas eléctricos y Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE). En la sección cinco se describe el sistema de estudio, así como los resultados de los estudios de frecuencia y voltaje. Las secciones seis y siete explican el papel de la electrónica de potencia en la integración de ERV y un enfoque sobre cómo estimar el potencial de mitigación de SAE. Las secciones 8 y 9 muestran los resultados de un análisis para determinar la ubicación de SAE en función del grado de compensación reactiva de los buses individuales y el tamaño de los requisitos de SAE, según los servicios conexos y las necesidades de respaldo. Finalmente, en la sección 10 se describen algunas conclusiones, así como una comparación del posible potencial de mitigación de emisiones comparando el enfoque presentado en la sección siete con las directrices del IPCC 2006 y la estimación basada en los factores de emisión del inventario nacional.

Los resultados muestran para las diferentes áreas de control en el Sistema Interconectado Mexicano que los SAE podrían ser empleados para brindar servicios conexos. En estos casos, SAE permiten desviaciones en las señales de frecuencia y voltaje dentro de límites técnicamente aceptables. La velocidad de respuesta de tales tecnologías de almacenamiento es fundamental para el éxito del soporte que brindan, especialmente en lo que respecta a la frecuencia. Los SAE podrían respaldar la integración de ERV en aquellas regiones con requisitos de servicios conexos y requisitos de respaldo. Sin embargo, Los SAE solo tienen sentido si existen regulaciones para garantizar que el almacenamiento de energía se use con energía limpia o exclusivamente de renovación.

Para 2018 el requisito de capacidad para el Control de Frecuencia Rápida (FCC) se estimó en aproximadamente 37 MW, estos datos representan una instalación mínima para ayudar a mejorar la operación de la red, este requisito podría ser suplido con tecnologías de almacenamiento. Para 2033, estos requisitos de capacidad para FCC se estiman en 121 MW.

Esta contribución de los SAE para el control de frecuencia es significativa en sistemas pequeños (por ejemplo, el sistema de Baja California Sur), donde las tecnologías asincrónicas pueden desplazar una parte considerable de la generación síncrona basada en máquinas. En redes más extensas, las tecnologías de almacenamiento utilizadas en las ubicaciones apropiadas pueden lograr resultados significativos para el control de frecuencia y voltaje. La alta velocidad de respuesta, característica de las baterías, les permite colaborar eficazmente en el control de frecuencia primaria. Pero en la actualidad el control de frecuencia de alta velocidad no es un servicio complementario reconocido y no es remunerado.

La flexibilidad es otro factor relevante en la etapa de planificación de la red antes de la integración de las energías renovables y las tecnologías de almacenamiento. El uso de tecnologías de almacenamiento permite brindar servicios de flexibilidad al sistema y contribuir a mejorar la calidad del servicio brindado por las instalaciones de almacenamiento dentro del proceso de integración de ERV.

En cuanto a la ubicación de SAE, parece que los resultados muestran una distribución a lo largo de la red, asociada a las instalaciones de generación cercanas a áreas de alto consumo, ya que significaría que los dispositivos de almacenamiento están cerca de los puntos que requieren un mayor aporte de potencia reactiva. Algunas regiones geográficas se convierten en casos excepcionales, como los alrededores de León, Querétaro, Chihuahua, Riviera Maya, Saltillo, el aislado sistema BCS. Allí, debido a los bajos niveles de



voltaje, sería conveniente utilizar recursos reactivos para ayudar a soportarlos. La mitigación potencial de SAE para servicios conexos (solo control de frecuencia) podría situarse entre 2.2 y 2.5 kt CO₂, bajo los supuestos hechos en este estudio, y si solo consideramos el dióxido de carbono. El potencial de mitigación depende profundamente de la combinación de energía utilizada para cargar el SAE.



1. Servicios conexos

La Comisión Federal Reguladora de Energía (*Federal Energy Regulatory Commission*, FERC) de los Estados Unidos define los servicios conexos como aquellos servicios necesarios para respaldar la transmisión de energía eléctrica desde las fuentes a las cargas y son necesarios para mantener, de forma confiable, las operaciones del sistema de transmisión (*FERC de EE.UU., 1996*). Esencialmente, los servicios conexos son aquellos servicios necesarios en la operación del sistema de energía que son distintos a la provisión de energía real (*Wu, F. F., 1998*).

Los servicios conexos se derivan de la desagregación de las funciones de generación y transmisión en el sistema eléctrico. La FERC separó los servicios conexos en dos categorías. **La primera categoría** incluye los servicios conexos que el proveedor de transmisión debe proporcionar. **La segunda categoría** comprende los servicios conexos que el proveedor de transmisión puede proporcionar. Aun así, los clientes son libres de aceptar los servicios del proveedor de transmisión, de un tercero o de proporcionarlos ellos mismos.

Programación, control del sistema y despacho: Este servicio se utiliza para programar, confirmar e implementar un programa de intercambio con otras áreas de control, incluidas las áreas de control intermedias que proporcionan el servicio de transmisión y garantizan la seguridad operativa durante las transacciones de intercambio. Este servicio a menudo se asocia con las funciones del operador de control.

~~Suministro reactivo y control de voltaje de fuentes generadoras:~~ Este servicio proporciona suministro reactivo a través de cambios en la salida del generador reactivo para mantener el voltaje de la línea de transmisión y facilitar las transferencias de electricidad. Este servicio también se conoce como respaldo de voltaje/var.

Arranque autógeno: Combinando un convertidor electrónico en configuración de Convertidores de Fuente de Voltaje (*Voltage-Source Converter*, VSC) con una batería, se puede lograr un sistema trifásico de tensiones. Además del lado de Corriente Continua (CC) del convertidor, el uso de baterías permite alimentar los elementos auxiliares del sistema (medidores de voltaje, corriente y potencia; los sistemas de control; y el sistema de enfriamiento). Entonces, se puede iniciar la operación del convertidor incluso si no hay otras máquinas generadoras que suministren un sistema trifásico. Las tensiones sintetizadas en el suministro de corriente alterna del inversor se pueden utilizar para alimentar cargas y también los sistemas auxiliares de otros generadores convencionales.

Los servicios conexos restantes en la segunda categoría se definen del siguiente modo (*FERC de EE.UU., 1996*), (*Glosario de Términos del Grupo de trabajo, 1996*):

Desequilibrio energético: Este servicio proporciona corrección de energía para cualquier desajuste, por hora, entre la oferta y la demanda de energía de un cliente de transmisión.

Reserva operativa-Reserva rodante: Este servicio ofrece capacidad adicional de generadores de electricidad en línea, cargados a menos de su producción máxima y disponible para atender la demanda de los clientes de forma inmediata en caso de que ocurra una contingencia.



Reserva operativa-Reserva suplementaria: Este servicio proporciona capacidad adicional de los generadores de electricidad que se puede utilizar para responder a una contingencia en un periodo corto, generalmente diez minutos.

El propósito de los servicios conexos es asegurar el suministro confiable de electricidad. Como tal, las definiciones de la FERC para servicios conexos son pautas para que todas las entidades mantengan la confiabilidad.

2. Frecuencia, voltaje y arranque autógeno

2.1 Frecuencia

El sistema de energía eléctrica es único, en el sentido de que debe igualar la producción y el consumo agregados de manera instantánea y continua. Los sistemas de energía siempre requieren un equilibrio entre la producción y el uso de electricidad para mantener la frecuencia dentro de un intervalo específico ($f_{\text{nominal}} \pm 0.1$ Hz). Las desviaciones de frecuencia más importantes pueden provocar apagones o dañar los equipos conectados a la red. Por lo tanto, la frecuencia y la regulación se basan en la dinámica de las unidades generadoras en relación con la carga del sistema. La frecuencia programada es una función del equilibrio entre la carga y la generación (Anderson, P. M., Fouad, A. A., 2008), (Elgerd, O. I., 1982), (Kundur, P., 1994), (Cohn N., 1967), (Akhil, A. A., et al., 2015).

Las reservas operativas (reservas controlables) dependen de un porcentaje de la demanda del sistema. Se utilizan para mantener la confiabilidad del sistema en caso de una falla en la generación o un incremento no anticipado en la carga del sistema. **Las reservas operativas que están sincronizadas con el sistema de energía** se conocen como **reservas rodantes**. Las reservas rodantes están disponibles en un plazo de diez minutos. Este periodo de tiempo es arbitrario y puede definirse de manera diferente por un área de control.

El cálculo del requerimiento de la reserva de regulación se realiza por horas, considerando los componentes que tienen un efecto de muy corto plazo en el balance de carga-generación del sistema. Estos componentes son:

- La demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Intercambio neto programado.
- Carga industrial.
- Generación eólica/fotovoltaica (PV) (generación intermitente o variable).

Se mantienen varios tipos de reservas controlables para ayudar al operador del sistema a lograr este equilibrio de carga/generación requerido. Las continuas fluctuaciones aleatorias minuto a minuto de la carga y la generación descontrolada se compensan con **reservas reguladoras**

(mercado del día en adelante) (tercera columna del archivo diario que publica el CENACE¹ en los requisitos de los servicios conexos). Las desviaciones de frecuencia se compensan con reservas sensibles a la frecuencia y el despacho de generadores. Además, el CENACE³ publica los requisitos de reserva suplementarios de 30 minutos (sexta columna del archivo).

En México, las fallas repentinas de generación y transmisión se compensan con dos reservas adicionales: Reserva rodante de 10 minutos, reserva no sincronizada de 10 minutos (cuarta y quinta columna, respectivamente, del archivo diario que publica el CENACE en los requisitos de los servicios conexos).

Por lo tanto, de acuerdo con el SIN, en México los requisitos de reserva se especifican para cada hora del día. Por ejemplo, la reserva de regulación asciende aproximadamente a una unidad de 350 MW, con variaciones dependiendo del valor de la demanda a esa hora. La reserva rodante y la reserva no sincronizada de 10 minutos son, respectivamente, 2 y 3 veces el valor de la reserva de regulación. La denominada reserva suplementaria es la suma de las dos anteriores.

Tabla 2.1. Ejemplo de tipos y cantidades de reservas en el SIN en una hora. Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

Hora	Reserva reguladora (MW)	Reserva rodante de 10 minutos (MW)	Reserva no sincronizada de 10 minutos (MW)	Reserva suplementaria (MW)
1	343	687	1031	1717

En el **Apéndice A** se describe el método de frecuencia para analizar dos áreas de control, la metodología seguida en este estudio para la red eléctrica mexicana.

El **Apéndice B** resume cómo los distintos servicios públicos estiman los diversos esquemas de reservas.

2.2 Regulación de voltaje

Tradicionalmente, el voltaje y el soporte reactivo afectan la estabilidad del sistema de energía. La estabilidad sólida del sistema de energía requiere que los buses eléctricos y los voltajes del sistema se mantengan a un voltaje específico; en México, de 0.95 a 1.05 por unidad. El soporte de voltaje es una función de la potencia reactiva en el sistema. Los generadores, los condensadores o reactores de derivación (en condiciones sin carga), los compensadores estáticos de voltio-amperio reactivo y los condensadores síncronos son fuentes de energía reactiva. Sin embargo, a diferencia de la potencia real, la potencia reactiva es difícil de transmitir en una transmisión larga debido a la corriente de carga de la línea. Hay un efecto de localización para el soporte de voltaje/VAR.

Inicialmente, solo el soporte de energía reactiva de fuentes de generación se considera un servicio conexo y es elegible para una compensación financiera.

¹ <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/ServConexosSisMEM.aspx>

La capacidad de su motor primario generalmente limita la salida de potencia real de un generador síncrono. La Figura 2.1 ilustra la curva de capacidad de un generador síncrono. La importancia de la curva radica en el hecho de que determina los límites operativos de la máquina. Es importante recalcar que la temperatura determina estos límites en los devanados del generador (campo y armadura), (Kundur, P., 1994).

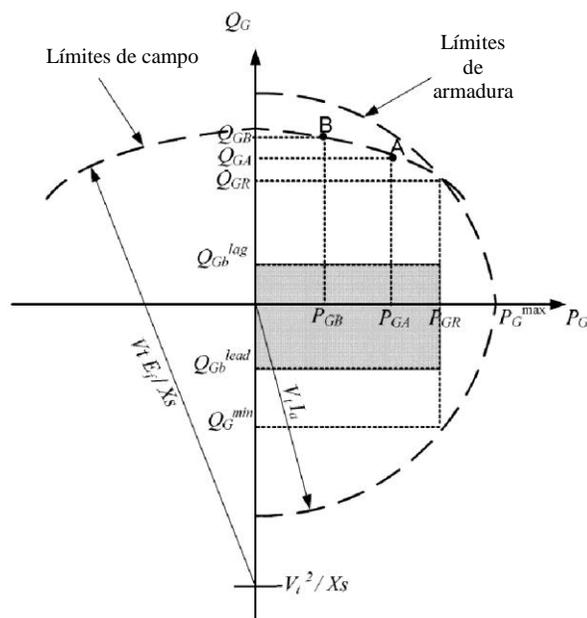


Figura 2.1. Curva de capacidad del generador síncrono. (Kundur, P., 1994).

Todo el equipo eléctrico para aplicaciones de sistemas de potencia se especifica en MVA (Mega-Voltio-Amperio), y esto incluye su capacidad de potencia activa (MW) y su capacidad de potencia reactiva (Mvar) ($MVA = \sqrt{MW^2 + MVAR^2}$). La clasificación de MVA del generador es el punto de intersección de las dos curvas y, por lo tanto, su correspondiente potencia nominal real se da por P_{GR} . En un punto de funcionamiento A, con una salida de potencia real P_{GA} cuando $P_{GA} < P_{GR}$, el límite de la potencia reactiva Q_G^2 está impuesto por el límite de calentamiento del devanado de campo del generador, mientras que, cuando $P_{GA} > P_{GR}$, el límite de Q_G lo establece el límite de calentamiento del devanado de armadura del generador.

Hay una cantidad obligatoria de potencia reactiva que cada generador debe proporcionar (el área sombreada en la Figura 2.1). Si el generador es solicitado por el operador independiente del sistema (ISO, por sus siglas en inglés) para el suministro de energía reactiva adicional más allá de esta área, entonces es elegible para el pago para compensar el aumento de los costos

² En los sistemas de redes eléctricas, la energía reactiva es la energía que fluye desde un destino hacia la red en un escenario de corriente alterna. En la corriente alterna, existen diferentes fases que tienen que ver con elementos del sistema como condensadores e inductores. La potencia reactiva hace que la energía regrese a la red durante las fases pasivas. Otra forma de explicar esto es que la potencia reactiva es la potencia resultante en vatios de un circuito de corriente alterna (CA) cuando la forma de onda de la corriente está desfasada con la forma de onda del voltaje, generalmente 90 grados si la carga es puramente reactiva, y es el resultado de cargas capacitivas o inductivas. El trabajo real se realiza solo cuando la corriente está en fase con el voltaje, como en cargas resistivas. Un ejemplo es encender una bombilla incandescente; en una carga reactiva, la energía fluye hacia la carga la mitad del tiempo, mientras que en la otra mitad la energía fluye de ella, lo que da la ilusión de que la carga no está disipando ni consumiendo energía.



asociados con las pérdidas en los devanados. Estas clasificaciones obligatorias y conexas de la capacidad de potencia reactiva están en consonancia con lo que la mayoría de los operadores de sistemas tienen actualmente para la gestión de la potencia reactiva.

Según la curva de capacidad de la Figura 2.1, el generador puede proporcionar potencia reactiva hasta que alcanza sus límites de calentamiento (punto A en la Figura 2.1); cualquier aumento adicional en la provisión de energía reactiva del generador será a expensas de una reducción en su generación real de energía.

Por lo tanto, se espera que el generador reciba un pago de costo de oportunidad por proporcionar energía reactiva más allá de Q_{GA} , lo que representa la oportunidad perdida de vender su energía real en el mercado energético y la pérdida de ingresos asociada.

2.3 Arranque autógeno

En caso de un apagón o un corte total de energía, deben existir unidades generadoras capaces de restaurar la carga del sistema. El respaldo de arranque autógeno se limita a aquellas unidades generadoras que pueden proporcionar energía eléctrica después de una condición adversa del sistema de energía. Un corte total de energía o un apagón es un evento de muy baja probabilidad si existen esquemas adecuados de deslastre de carga en el sistema de energía.

2.4 Servicios conexos en México

La Tabla 2.1 resume los servicios conexos primarios requeridos por la compañía de electricidad en México (CENACE, 2017), (Secretaría de Energía MÉXICO, 2019). El CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) adquirirá los siguientes servicios conexos según sea necesario para la fiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en términos del código de redes y sus disposiciones operativas emitidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), (CRE, 2016).

La normativa actual remunera tres servicios mediante tarifas:

- i. Reserva reactiva.
- ii. Potencia reactiva.
- iii. Reenergización de la red.

Tabla 2.2. Clasificación de los servicios conexos en el mercado mexicano según las normas vigentes del mercado. Fuente: elaboración propia.

Servicios basados en el mercado	Servicios regulados
a. Regulación de frecuencia	a. Arranque autógeno (asociado con el apartado <i>iii</i> anterior)
b. Reserva rodante (10 minutos)	b. Operación de emergencia (asociado con el apartado <i>iii</i> anterior)
c. Reserva no rodante (10 minutos)	c. Operación en isla (asociado con el apartado <i>iii</i> anterior)



Servicios basados en el mercado	Servicios regulados
d. Reserva suplementaria rodante (30 minutos)	d. Regulación de voltaje y potencia reactiva (asociados con los apartados <i>i</i> y <i>ii</i> anteriores)
e. Reserva suplementaria no rodante (30 minutos)	

3. Flexibilidad

La evolución del sistema eléctrico tiene un impacto significativo en la operación y planificación del sistema eléctrico del futuro. Las tres principales tendencias globales que influyen en el desarrollo del sistema eléctrico son (*ISGAN y el Swedish Smart Grid Forum, 2018*):

- Descarbonización* Disminución de la huella de carbono de la producción de energía eléctrica.
- Descentralización* Transición de pocas y grandes centrales eléctricas centralizadas a muchas unidades de producción de energía más pequeñas y descentralizadas.
- Integración* Mercados de electricidad cada vez más integrados, mayor interconexión de redes que anteriormente eran independientes y sistemas de energía más integrados.

La flexibilidad tiene puntos de vista técnicos y comerciales, donde las capacidades tecnológicas pueden utilizarse para soportar la red y el sistema bajo las capacidades comerciales de los mercados y sus regulaciones. Sin embargo, el concepto no tiene una definición global aceptada. Existen varias descripciones sugeridas disponibles. La amplia gama de significados de las definiciones propuestas conduce a la afirmación general de que:

La flexibilidad está asociada con la gestión de cambios en los sistemas de energía.

La flexibilidad del sistema de energía se considera clave para hacer frente a algunos de los desafíos futuros. Las soluciones que proporcionan avances en flexibilidad son muy importantes, lo que hace que este sea un tema cada vez más importante a considerar para la operación, la planificación y para los responsables de la formulación de políticas (*IEA, 2018*).

Algunos estudios presentan un análisis de la contribución a la flexibilidad que podría proporcionar el almacenamiento participando en los mercados de energía y mediante el acoplamiento transnacional de mercados equilibrados (*Calisti, R. et al., 2016*).



Los ejemplos de soluciones de flexibilidad presentados en la Figura 3.1 incluyen una descripción general que proporciona diferentes aspectos del servicio eléctrico, desde el nivel local, a través de los niveles del sistema de distribución y transmisión, hasta el nivel de todo el sistema. Se debe tomar en cuenta que los recursos se pueden utilizar como soluciones flexibles para más de una de las categorías.

Flexibilidad para la potencia

Caracterización: el equilibrio a corto plazo entre la fuente de potencia y la demanda de energía, un requisito de todo el sistema para mantener la estabilidad de la frecuencia.

Razón fundamental: Alta penetración de la fuente de energía estocástica.

Activación de la escala de tiempo: Desde fracciones de segundo hasta una hora.

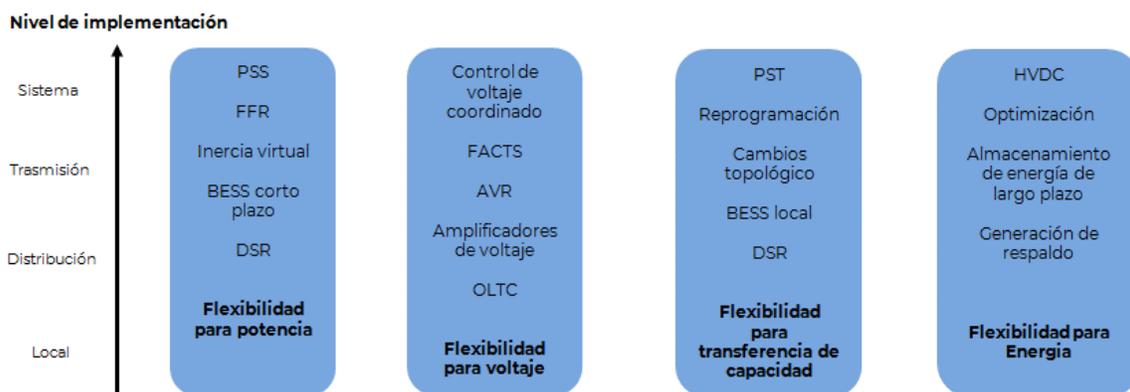


Figura 3.1. Ejemplos de soluciones flexibles para cada tipo con niveles de implementación desde local hasta todo el sistema. (Hillberg, E., 2019)

Siglas en inglés y su significado:

AVR: Regulador de voltaje automático; BESS: Sistema de almacenamiento de energía con baterías; DSR: Respuesta del lado de la demanda; FACTS: Sistema de transmisión de corriente alterna flexible; FFR: Respuesta de frecuencia rápida; HVDC: Corriente continua de alto voltaje; OLTC: Cambiador de tomas bajo carga; PSS: Estabilizador del sistema de potencia; PST: Transformador de cambio de fase

Flexibilidad para la energía

Caracterización: Equilibrio de la oferta y la demanda de energía a mediano y largo plazo, un requisito de todo el sistema para los escenarios de demanda a lo largo del tiempo.

Razón fundamental: Disminución del suministro de energía basado en el almacenamiento de combustible.

Activación de la escala de tiempo: Desde horas hasta varios años.



Flexibilidad para la capacidad de transferencia

Caracterización: Transferencia de energía entre la oferta y la demanda, donde las restricciones locales o regionales pueden causar limitaciones que resulten en costos de congestión.

Razón fundamental: Niveles de utilización crecientes, con demandas pico elevadas y oferta pico incrementada.

Activación de la escala de tiempo: Desde minutos hasta varias horas.

Flexibilidad para voltaje

Caracterización: Capacidad a corto plazo para mantener los voltajes del bus dentro de límites predefinidos, un requisito local y regional.

Razón fundamental: Incremento de la generación de energía distribuida en los sistemas de distribución, resultando en flujos de energía bidireccionales y una mayor variación de los escenarios operativos.

Activación de la escala de tiempo: Desde segundos hasta decenas de minutos.

Los generadores eólicos y la energía fotovoltaica (PV) presentan una naturaleza estocástica e intermitente debido a las condiciones climáticas. Ambos tienen tres rasgos característicos principales: *variabilidad, incertidumbre y dependencia de la ubicación*. Por lo tanto, la fiabilidad del sistema de energía puede verse amenazada por la expansión de los recursos energéticos variables (VER), surgiendo así el requisito de flexibilidad que refuerza el sistema con la capacidad de compensar los desajustes de generación y consumo en tiempo real.

La capacidad de reserva de generación de las centrales térmicas e hidroeléctricas se considera la flexibilidad del sistema (Akrami, A., 2019).

Por lo tanto, la alta penetración de los recursos renovables y su variabilidad, intermitencia e incertidumbre han ampliado el papel prominente de la flexibilidad en los sistemas de energía modernos. Entonces, las desviaciones previstas o no previstas de la demanda necesitan servicios flexibles para ser abordadas.

4. Tecnologías de almacenamiento de energía

Hoy en día, los sistemas de transmisión y distribución tienen sistemas de almacenamiento de energía integrados, que proporcionan beneficios de fiabilidad al sistema de energía. La generación y la carga deben estar equilibradas para satisfacer la fiabilidad y la calidad de la energía. La ubicación estratégica de los recursos de almacenamiento de energía puede aumentar la seguridad y la eficiencia para equilibrar la oferta y la demanda. Pueden proporcionar todos los servicios conexos posibles, como regulación de frecuencia, regulación de voltaje, control de picos, arranque autógeno, reserva rodantes, no rodantes y suplementarias.



Los sistemas de almacenamiento de energía integran diversas tecnologías y en diferentes formas y también difieren en términos de ciclo de vida, vida del sistema, eficiencia, tamaño y otras características.

La clasificación de las tecnologías de almacenamiento se puede realizar teniendo en cuenta varios aspectos; por ejemplo, la velocidad de respuesta o los ciclos de operación. Por lo tanto, las baterías y los volantes son capaces de responder en el orden de milisegundos, lo que los hace ideales para aplicaciones de control de frecuencia. Por otro lado, la hidroeléctrica de bombeo no tiene esa velocidad de respuesta. Aun así, se pueden lograr cantidades muy altas de energía almacenada para su uso durante periodos prolongados, y esto es útil para otras aplicaciones, como el control de picos.

Se han realizado análisis exhaustivos sobre las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, la descripción, los datos primarios y las conclusiones sobre las tecnologías seleccionadas se presentan en el entregable D2 (Catálogo Tecnológico de Almacenamiento de Electricidad) de este Instituto como parte del estudio. Por lo tanto, el uso de tecnologías de almacenamiento es amplio y es una de las razones por las que este informe evalúa su eventual incorporación al sistema eléctrico mexicano.

5. Sistema de estudio

Se adoptan modelos dinámicos para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y para el sistema de Baja California Sur (BCS) para evaluar las desviaciones de frecuencia y voltaje en diferentes buses para determinar su resistencia eléctrica.

Los sistemas de estudio en esta investigación se basan en un modelo dinámico del SIN, que representa partes de la red de transmisión de 400, 230, 138 y 115 kV; Figura 5.1. Para la condición de operación estudiada en este informe, la red consta de 158 generadores y 2022 buses de transmisión, abarcando la operación interconectada de siete sistemas regionales. La condición de trabajo principal se basa en el caso base de 2018 (*Secretaría de Energía MÉXICO, 2018*).

La información utilizada no incluye algunas plantas nuevas, para las cuales no se dispone de información técnica por cuestiones de confidencialidad.

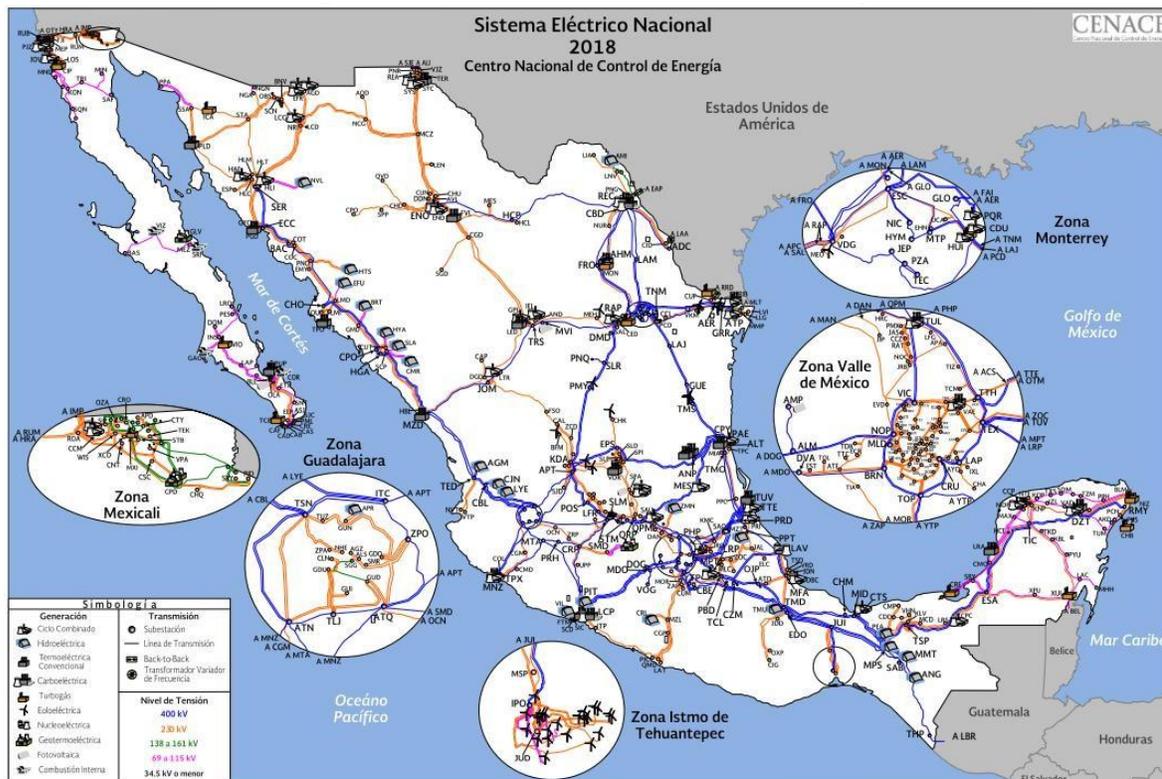


Figura 5.1. Estructura general del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Fuente: (PRODESEN, 2019).

El SIN se extiende desde la frontera con Centroamérica hasta la frontera con Estados Unidos. Comprende la operación interconectada de siete sistemas regionales designados en el presente documento como sistemas noroeste (NO), norte (N), noreste (NE), oeste (O), central (C), sureste (SE) y peninsular (P). El SIN se caracteriza por trayectos de transmisión largos y dispersos, generación dispersa y patrones de funcionamiento variables. Como consecuencia, la seguridad dinámica a menudo está dictada por consideraciones de control de voltaje y estabilidad de contingencia primaria (Anderson, P. M., Fouad, A. A., 2008), (O. I. Elgerd, 1982), (Kundur, P., 1994). Dicho diagrama unifilar se utiliza a continuación para evaluar las desviaciones de frecuencia y voltaje bajo cambios repentinos de carga. En la Tabla 5.1 se presentan las capacidades (MW) instaladas en cada área de control del SIN (Secretaría de Energía MÉXICO, 2019, Tablas 6.1 y 6.5).

Tabla 5.1. Capacidad instalada por área de control y demanda (2018). Fuente: (SENER, 2019).

Área de control	Máx. (MW)	Demanda (MW)
Central	8,401	6,997
Este	6,949	5,740
Oeste	10,137	7,775
Noroeste	4,248	2,818



Área de control	Máx. (MW)	Demanda (MW)
Norte	4,524	3,082
Noreste	9,043	6,442
Peninsular	1,866	1,483

El margen de capacidad es la diferencia entre la oferta y la demanda máxima del sistema. Este margen indica el exceso de capacidad que tiene un sistema ante un determinado nivel de demanda.

Se debe poner especial atención en la respuesta de regulación primaria de las unidades de la central eléctrica, por lo que los requisitos para garantizar la fiabilidad son (IRENA, 2017):

- La característica de regulación (R), expresada en porcentaje, debe estar dentro del siguiente rango: $3 \leq R \leq 7.5$, consulte el **Apéndice A**;
- La desviación de frecuencia mínima necesaria para activar la regulación primaria debe estar entre 0 y ± 20 mHz, considerando la insensibilidad de los controladores y la precisión de la medida de frecuencia. En total, debe haber una banda muerta involuntaria que no exceda ± 20 mHz;
- La acción de regulación primaria debe comenzar inmediatamente cuando se detecta una desviación de frecuencia. Para desviaciones de frecuencia superiores a 200 mHz, el 50% de la reserva de regulación primaria total (reserva rodante) debe usarse en 20 segundos y el 100% del trayecto debe alcanzarse en 30 segundos;
- Todas las unidades de la planta de energía deben operar sin bloquear sus reguladores de velocidad; es decir, en modo libre;
- La reserva de regulación primaria debe distribuirse físicamente entre las distintas unidades de la central.

En los estudios realizados en este informe, se asumen valores de $R = 5\%$ para la regulación de frecuencia de cada área de control, la cual está por debajo de los valores convencionales utilizados en diversos países, incluido México (valor del parámetro R_i utilizado en la Figura 5.4).

Asimismo, se ha observado principalmente el cumplimiento de los párrafos (d) y (e), asumiendo que cada área de control cuenta con generadores disponibles para realizar la regulación de frecuencia que contribuya a regularla en beneficio del sistema interconectado.

5.5 Sistema aislado: Baja California Sur

En México existen varios sistemas eléctricos aislados (Baja California, Mulege y Baja California Sur). En este informe, nos enfocamos en el de Baja California Sur porque es un sistema peculiar en su estructura (longitudinal) y las tecnologías de generación empleadas (una mezcla de convencional y limpia), Figura 5.2. Además, la Tabla 5.2 indica la capacidad instalada y la demanda de dicho sistema.



Tabla 5.2. Capacidad instalada en Baja California Sur (2018). (PRODESEN, 2019, Tabla 6.5).

Región	Máx. (MW)	Demanda (MW)
BCS	500	457.2

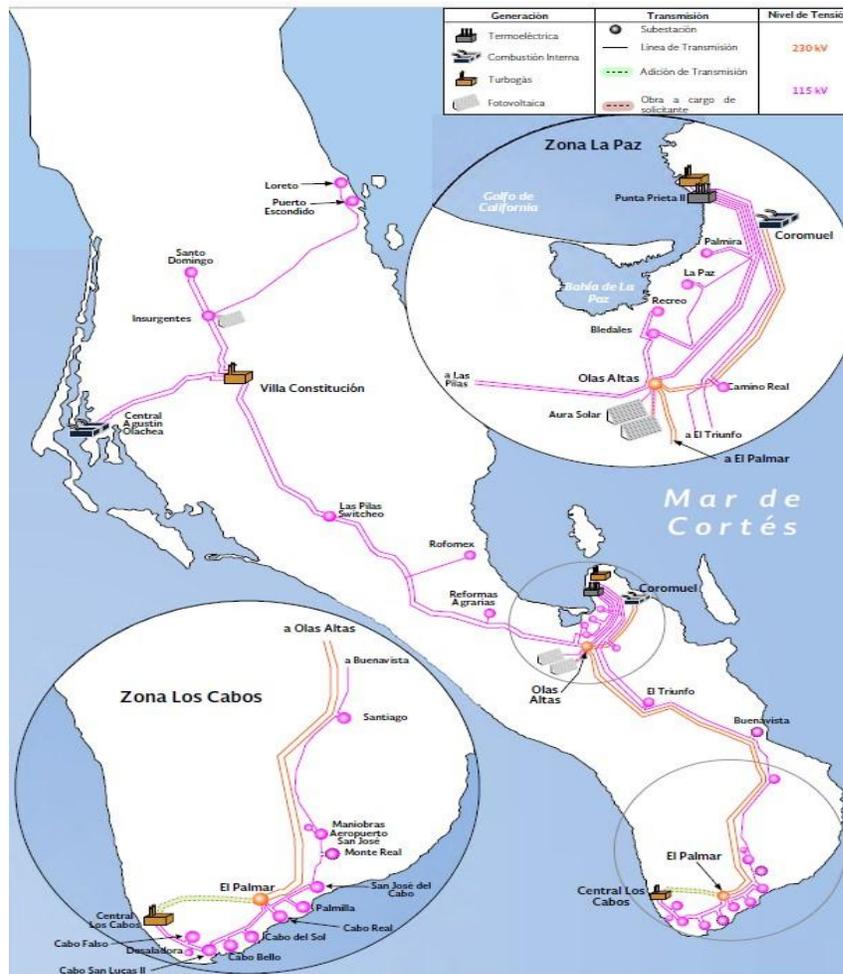


Figura 5.2. Diagrama del sistema eléctrico de Baja California Sur. Fuente: (CENACE, 2018).

Se debe tomar en cuenta que la distancia de Cabo San Lucas a Loreto es de 380 km. La estructura totalmente longitudinal de este sistema eléctrico, que de antemano indica un perfil bajo en magnitudes de tensión, es de destacarse. Los niveles de voltaje de transmisión son de 115 kV, excepto por algunas secciones cortas a 230 kV. Por lo tanto, es un sistema que requiere atención a la gestión de la potencia reactiva.

Por otro lado, dos de las plantas de energía consideradas son fotovoltaicas: Insurgentes (27 MW) y Olas Altas (Aura Solar I con 39 MW); por lo tanto, carece de inercia. Esto resulta en la debilidad para regular la frecuencia. Los resultados de voltaje y frecuencia para este sistema se resumen a continuación. Por tanto, la capacidad instalada en la región está compuesta por plantas de



turbinas de gas (TG) de ciclo único, plantas de motores de combustión interna (CI) y plantas fotovoltaicas (PV).

5.2 Estudios de frecuencia

En el estudio del SIN, para analizar el comportamiento de la frecuencia en todo el sistema, se aplicó una perturbación equivalente al 1.5%, 1.0% y 0.5% del área de **demanda total coincidente** en cada área de control; Figura 5.3 y Tabla 5.3. (Apéndice A).

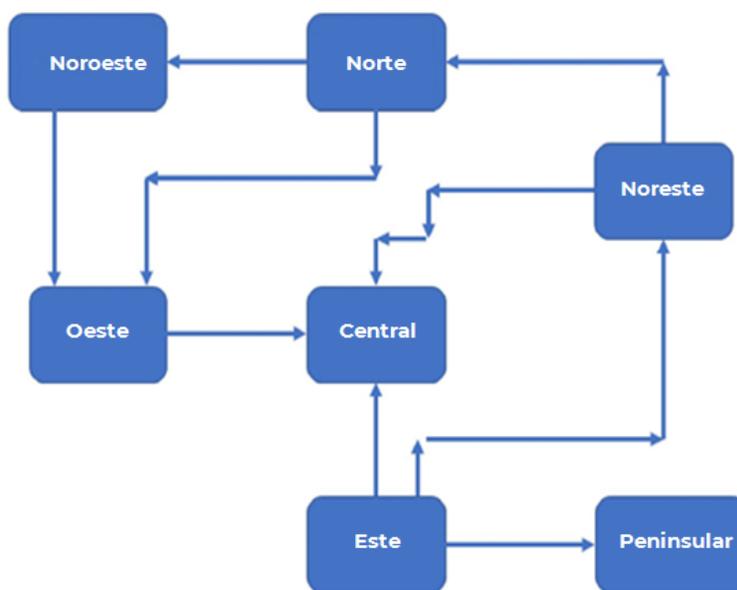


Figura 5.3. La estructura de interconexión de las siete áreas de control del SIN. Fuente: Elaboración propia.

Para el análisis de frecuencia de las siete áreas de control (Figura 5.3), se sigue la estrategia de interconexión por regiones (Figura 5.4). Las demandas nominales se resumen en las Tablas 5.2 y 5.3.

Tabla 5.3. Capacidad de demanda coincidente y cambio de carga. Fuente: elaboración propia.

Área de control	Demanda coincidente (MW)	0.50%	1.00%	1.50%
		Cambio de carga (MW)		
Central	6,997	35.0	70.0	105.0
Este	5,740	28.7	57.4	86.1
Oeste	7,775	38.9	77.8	116.6
Noroeste	2,818	14.1	28.2	42.3



Área de control	Demanda coincidente (MW)	0.50%	1.00%	1.50%
		Cambio de carga (MW)		
Norte	3,082	15.4	30.8	46.2
Noreste	6,442	32.2	64.4	96.6
Peninsular	1,483	7.4	14.8	22.2
BCS	315	1.6	3.2	4.7

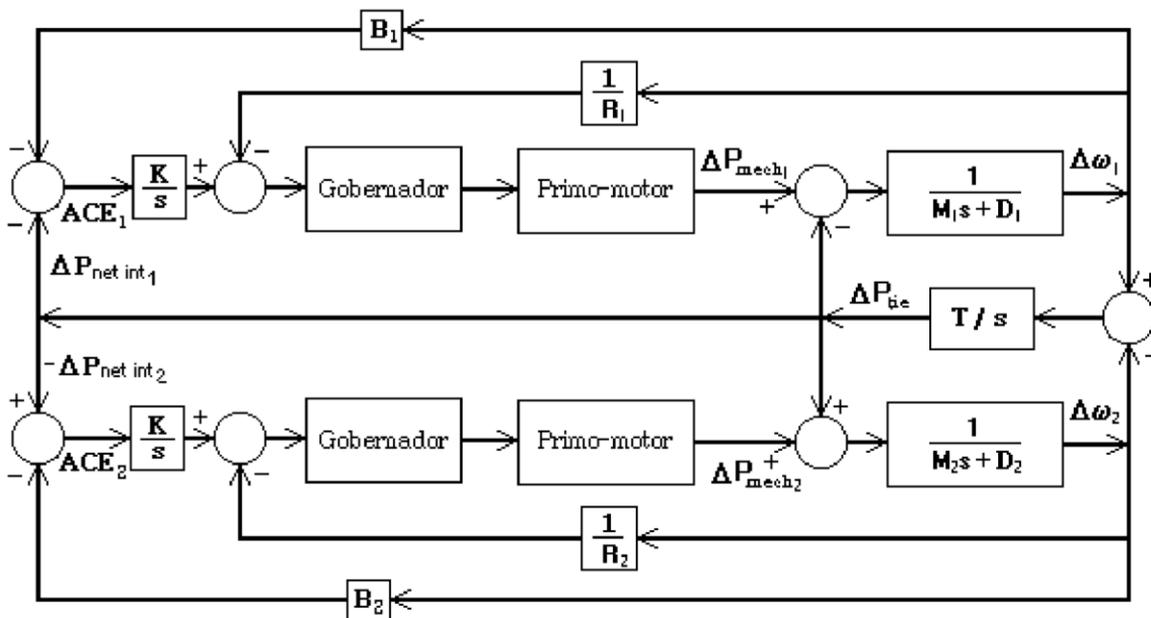


Figura 5.4. Sistema de control de dos áreas. En el presente estudio, se amplió a siete áreas (no se muestra para simplificar). (Elgerd O.I., 1982).

Los datos para las simulaciones se adjuntan en los siguientes archivos de Matlab.

Programa principal3 " StateSpace_ModelFreq_Sieteareas_JMRA_Mar2020.m";
datos: "siete.mat", "parametros.mat" y "area7_conBESS.mat".

La Figura 5.5 representa los resultados típicos bajo un cambio de carga en el área noreste. El gráfico describe la evolución de la frecuencia en las siete regiones bajo tales eventos. La progresión es la esperada para este tipo de perturbación; pueden pasar varios minutos antes de que las señales alcancen su condición nominal.

La línea en rojo representa el comportamiento de la frecuencia asumiendo la energía almacenada (por ejemplo, baterías) disponible en la región para inyectarse cinco ciclos después

³ Estos programas se pueden ejecutar con el software gratuito Octave

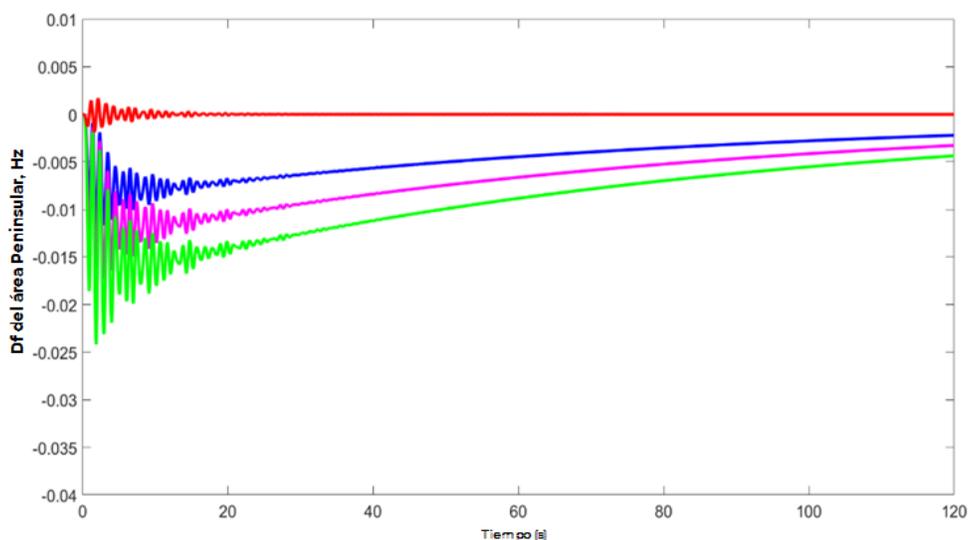


del cambio en la demanda (0.083s, tiempo suficiente y comúnmente gastado en protección eléctrica). El caso corresponde al 1% de la demanda del área de control. Se debe tener en cuenta que la frecuencia se estabiliza en unos segundos. Esto demuestra el beneficio que las tecnologías de almacenamiento podrían tener en la regulación de frecuencia, liberando así a los generadores convencionales (principalmente a base de gas y ciclo combinado) de tales tareas. Es crucial señalar que en ninguno de los casos analizados la frecuencia se desvía más de 0.04 Hz (punto llamado *nadir*), lo que confirma la ventaja de operar la red de manera interconectada.

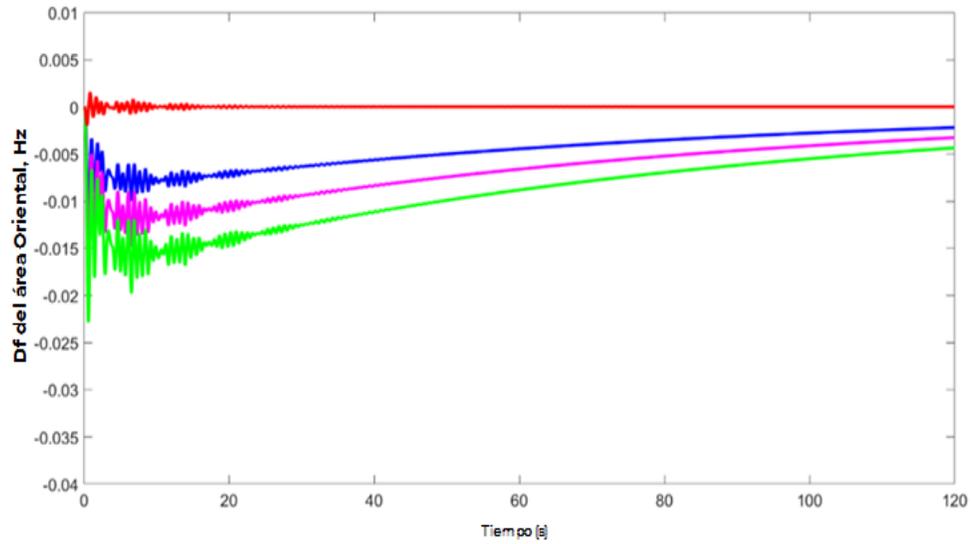
Para el sistema aislado de BCS, la Figura 5.6 muestra el comportamiento de la frecuencia en un paso de demanda de 1.5%, 1% y 0.5% de la demanda total. Es evidente que después de un minuto, la frecuencia no tiende a estabilizarse, incluso con la inserción de energía almacenada. Esta es una indicación de la debilidad de la regulación de frecuencia que exhibe este sistema.

Una razón importante para la excursión de frecuencia inicial es la falta de inercia debido a que los generadores instalados son un conjunto de pequeñas máquinas (turbinas de gas de ciclo único, motores diésel). Un análisis más detallado indica que es un sistema que tiende a la inestabilidad. Al ser un sistema longitudinal, la salida de una línea de transmisión crea dos subsistemas aislados. Nuevamente, la falta de fuentes de energía y la inercia se vuelven notorias.

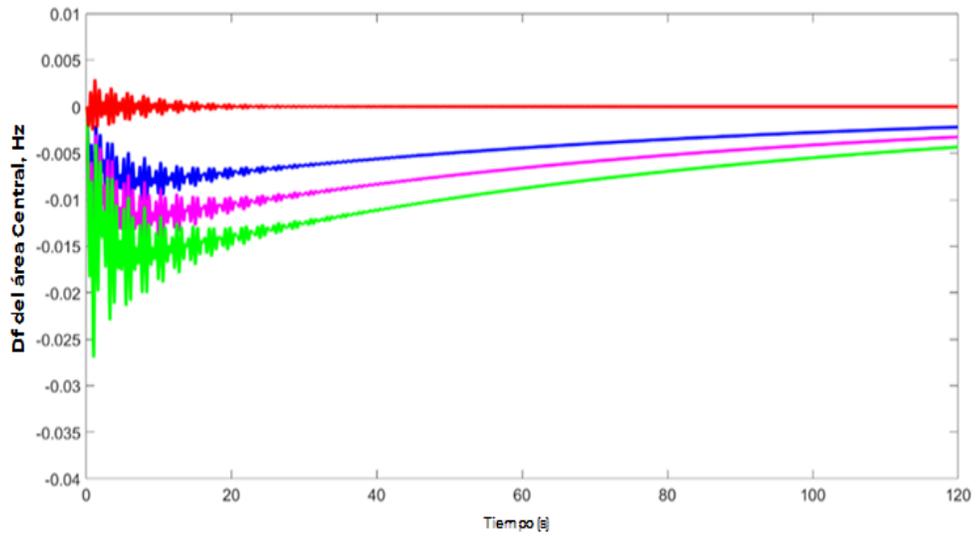
Por lo tanto, sobre la frecuencia, el hecho de que el SIN funcione sincronizado les evita manifestar problemas más significativos (no es el caso del sistema de **Baja California Sur**, debido a su falta de inercia).



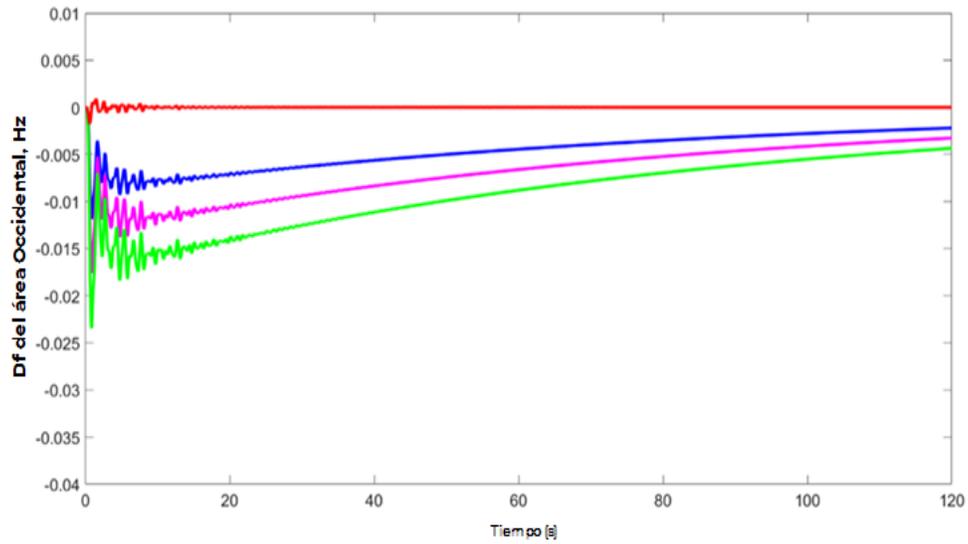
(a) Peninsular



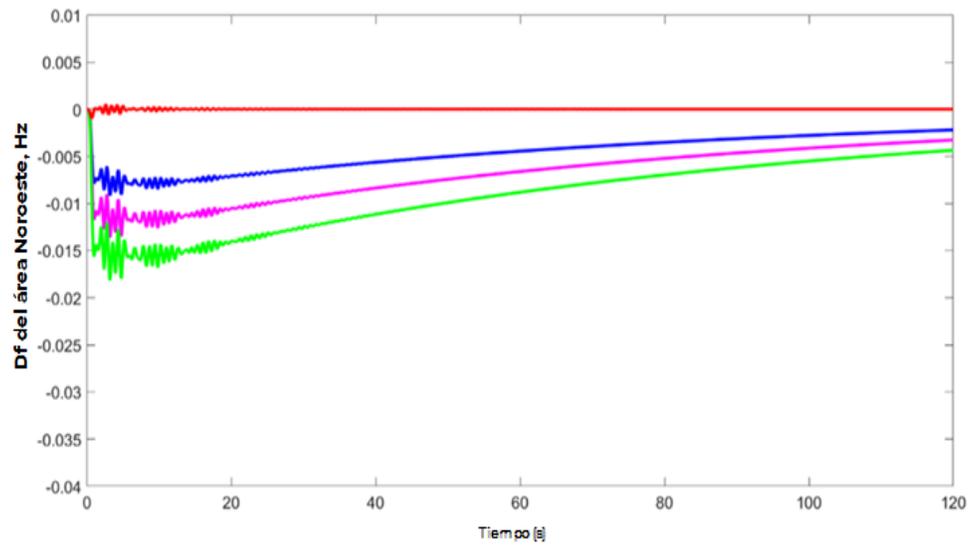
(b) Oriental



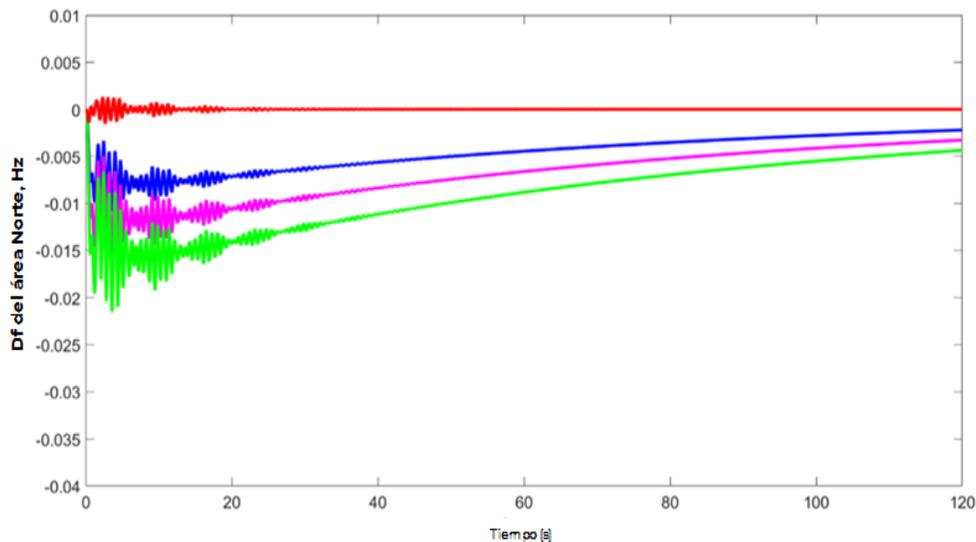
(c) Central



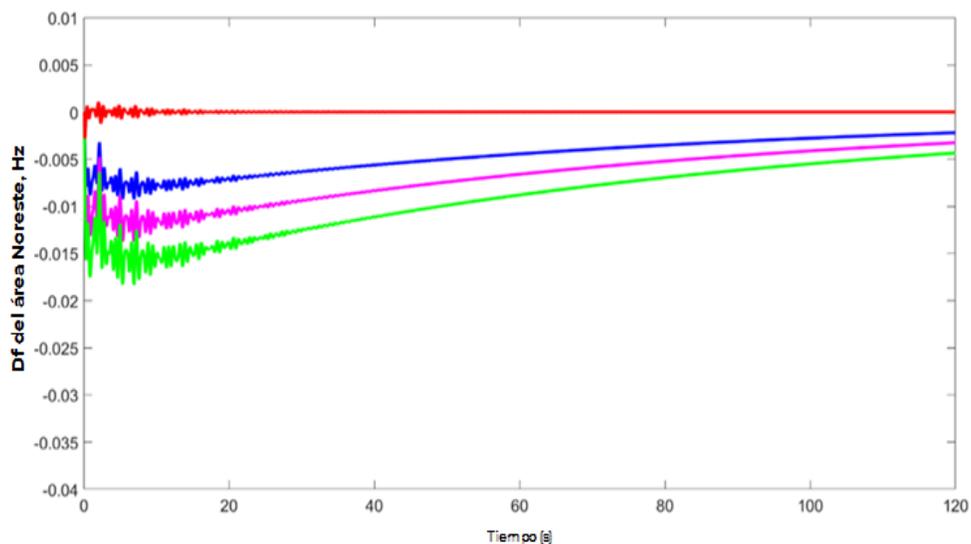
(d) Occidental



(e) Noroeste



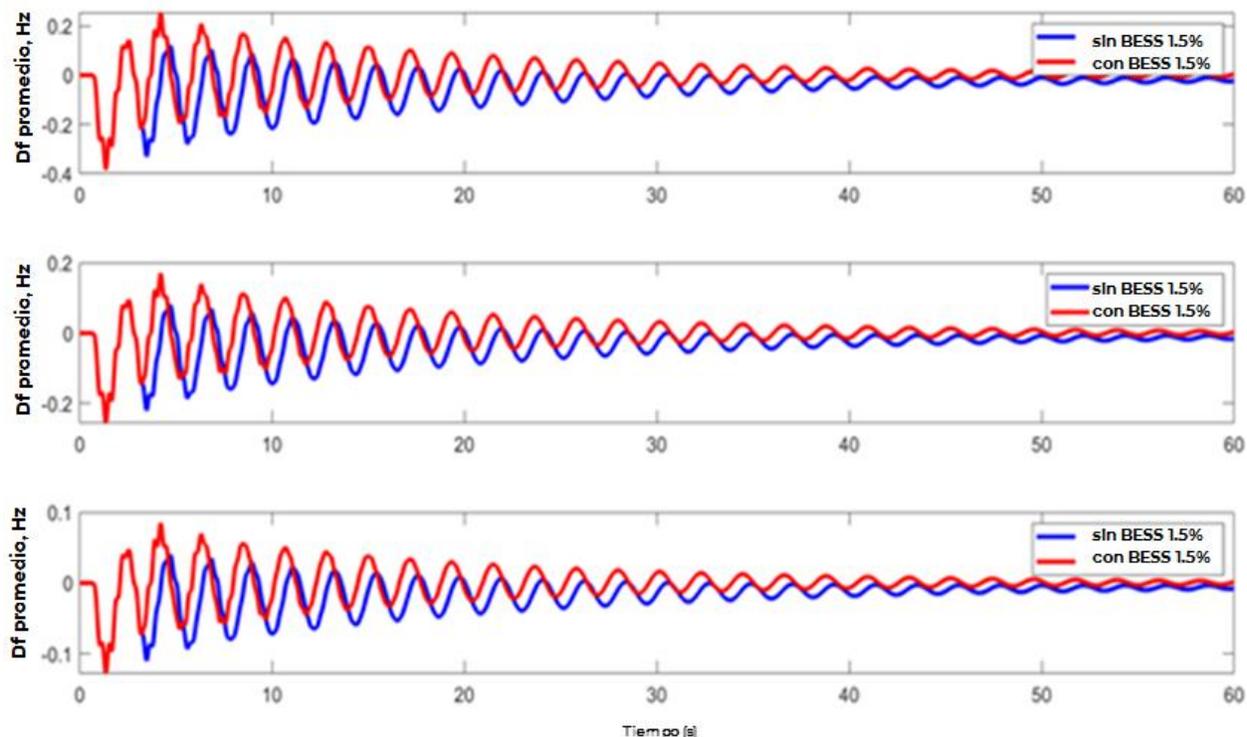
(f) Norte



(g) Noreste

Siglas: BESS: sistema de almacenamiento de energía en batería; Df: desviación de la frecuencia (Δf)

Figura 5.5. El comportamiento de la frecuencia ante una carga repentina cambia las diferentes áreas de control del SIN (1.5% -línea verde, 1.0% -línea rosa, 0.5% -línea azul de la demanda total del área de control); BESS incluido (línea roja). Fuente: Elaboración propia.



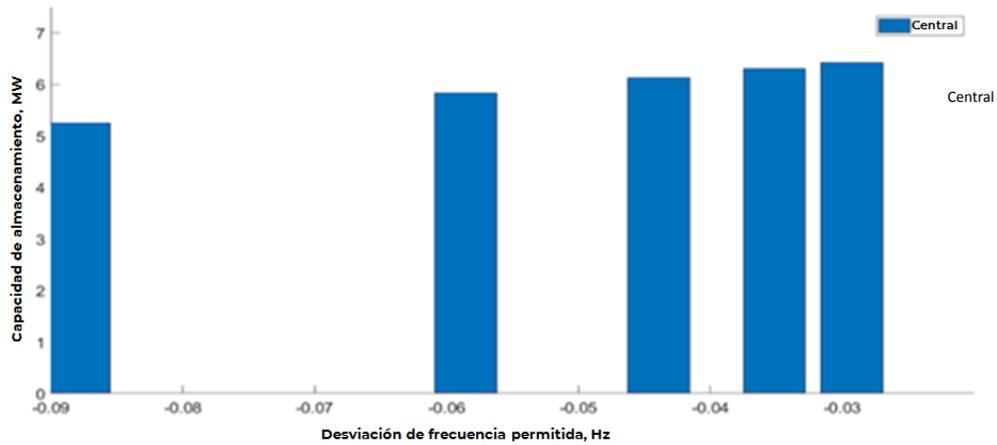
Siglas: BESS: sistema de almacenamiento de energía en batería; Df: desviación de la frecuencia (Δf)

Figura 5.6. El comportamiento de la frecuencia en caso de un cambio escalonado en el sistema de BCS (0.5%, 1.0% y 1.5% de la demanda total). Fuente: Elaboración propia.

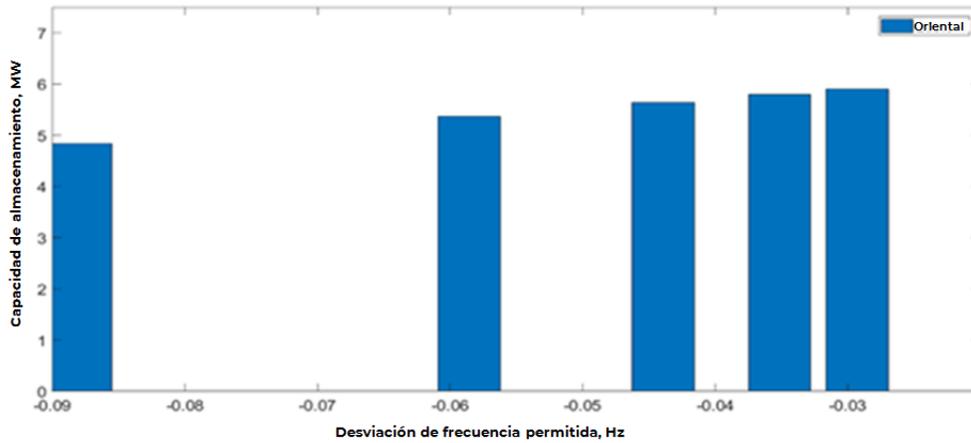
5.2.1 Cálculo de la capacidad de almacenamiento requerida, teniendo en cuenta las desviaciones de frecuencia.

El cálculo se resume en los Apéndices A y D. Después de un cambio escalonado en la demanda del área, se describen las desviaciones de frecuencia experimentadas en las diferentes áreas de control. Para calcular el nivel de almacenamiento necesario para la regulación de frecuencia, se realizó un barrido de inyecciones de demanda, detectando los niveles de desviación de frecuencia que estas ocasionan. El propósito es lograr un equilibrio entre el grado de desviación permisible y el nivel necesario de almacenamiento. Estas variaciones permisibles se eligen con base a estudios previos (Figuras 5.5 y 5.6), que mostraron que una desviación de frecuencia promedio en el rango [0.3, 0.4] Hz en las siete áreas del SIN es una buena compensación.

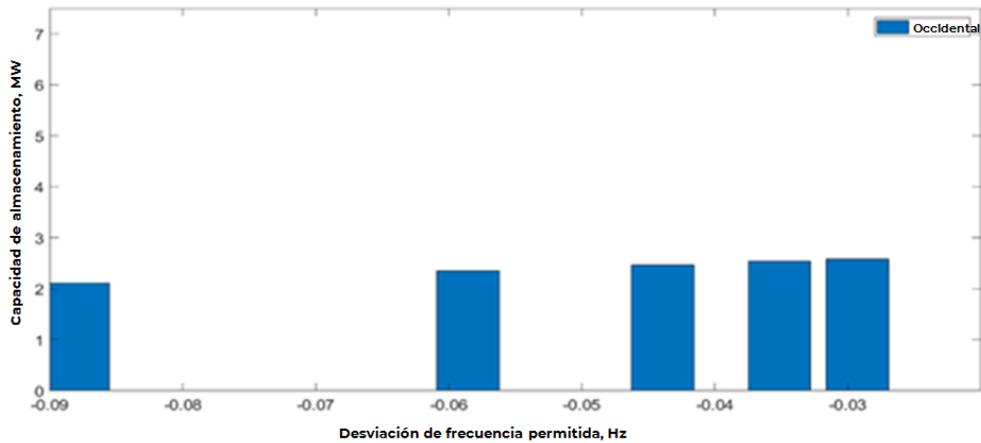
Es claro que, si se quieren minimizar las desviaciones de frecuencia bajo el mismo tipo de cambio de demanda, se requerirá más capacidad de almacenamiento, aunque como se muestra en las Figuras 9 y 10, esta tiende a alcanzar un máximo. En resumen, cuanto menor sea la desviación de frecuencia permitida, mayor será el almacenamiento requerido. La Tabla 5.4 proporciona una buena oferta de capacidad de almacenamiento para cada región.



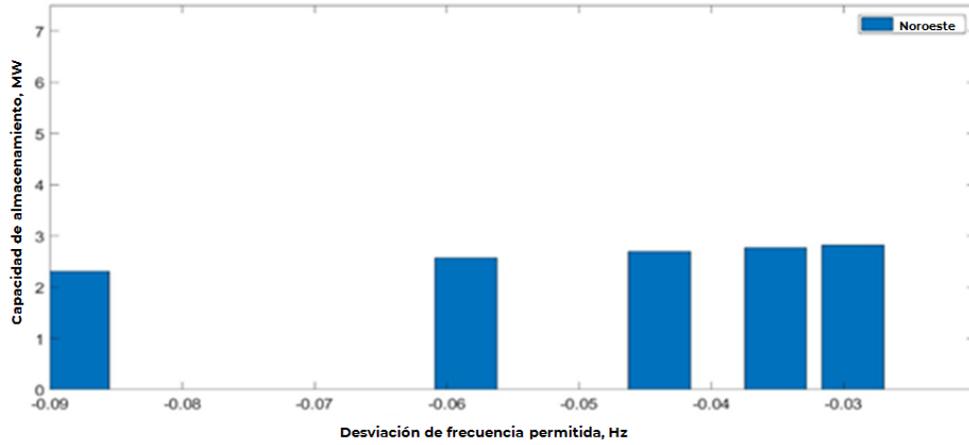
(a) Central



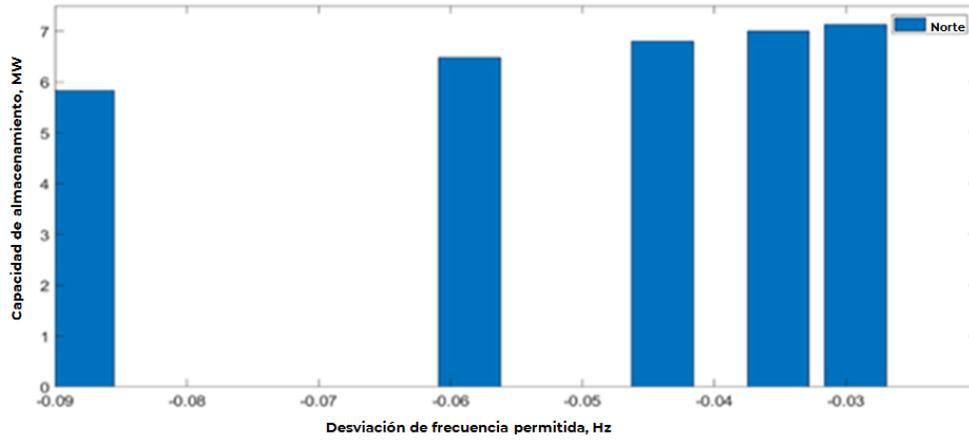
(b) Oriental



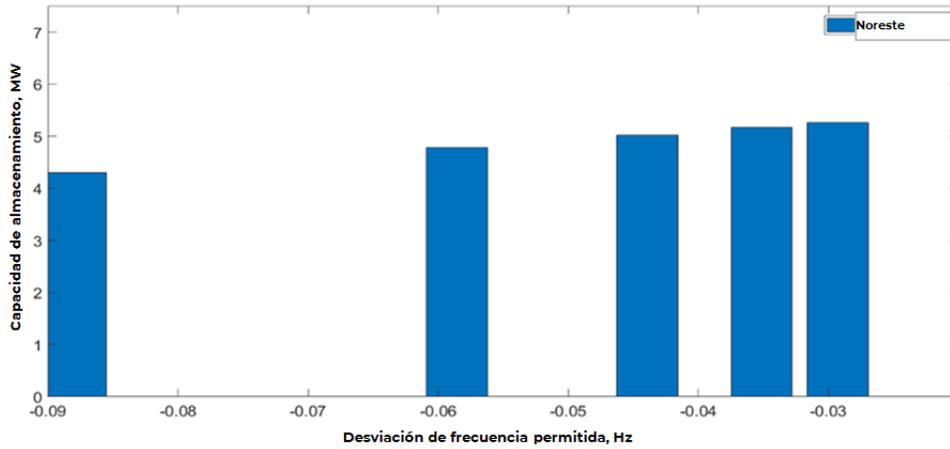
(c) Occidental



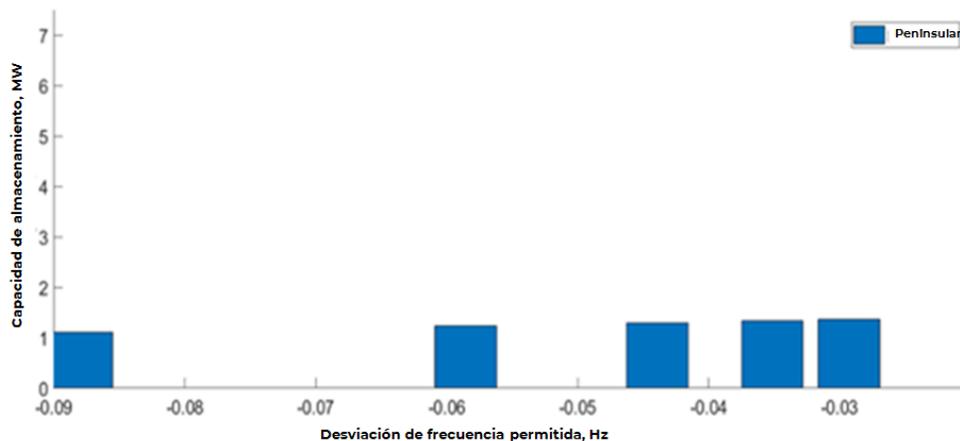
(d) Noroeste



(e) Norte



(f) Noreste



(g) Peninsular

Figura 5.7. Capacidad de almacenamiento que permite una desviación de frecuencia promedio de 0.09 a 0.03 Hz por área de control. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.4. Cantidad de almacenamiento necesario para evitar la desviación de frecuencia (min. ES) más allá de un umbral en el SIN en 2018. Fuente: Elaboración propia.

Área de control	min. ES \leq 0.03 Hz (MW)	min. ES \leq 0.04 Hz (MW)
Central	6.29	6.12
Este	5.79	5.63
Oeste	2.53	2.46
Noroeste	2.77	2.69
Norte	6.99	6.80
Noreste	5.16	5.02
Peninsular	1.33	1.29

Tabla 5.5. BCS: Capacidad de almacenamiento para limitar la excursión de frecuencia. Fuente: Elaboración propia.

Región	min. ES $<$ 0.04 Hz (MW)	min. ES $<$ 0.05 Hz (MW)
BCS	6.03	6.01

En el caso de BCS, la Figura 5.8 muestra el comportamiento del grado de capacidad de almacenamiento, debido a que la desviación de frecuencia está limitada al rango [0.04, 0.05] (Figura 5.8); el almacenamiento requerido se describe en la Tabla 5.5. Se debe tomar en cuenta que cuando la capacidad de almacenamiento se elige mediante regulación de frecuencia, existe una tendencia a un límite máximo.

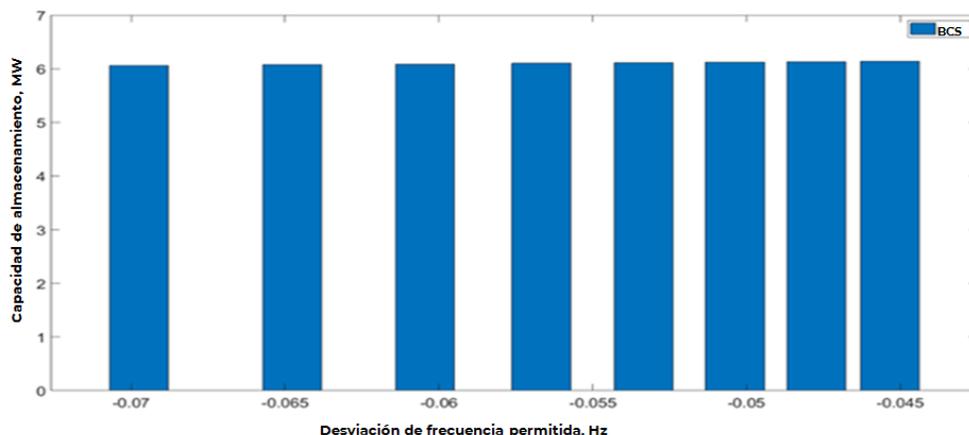


Figura 5.8. Sistema aislado de BCS: capacidad de almacenamiento para limitar la excursión de frecuencia en caso de un barrido de cambios escalonados en la carga. Fuente: Elaboración propia.

Para identificar las capacidades necesarias para el control de frecuencia en el horizonte 2024-2033 se ha considerado la previsión de planificación de PRODESEN (PIIRCE) 2019-2033, los principales supuestos para hacer la estimación fueron: (a) la generación aumentará (como se esperaba en PIIRCE hasta 2033) en la misma proporción que la demanda, excepto que la generación convencional será de aprox. 70% y 30% renovables en ese año, (b) Los servicios auxiliares aumentan en proporción al aumento de la demanda (aproximadamente 3.400 MW + 121 MW de almacenamiento). Con estos supuestos se estimaron las necesidades de capacidad de control de frecuencia para 2033 y posteriormente se estimaron las reducciones de CO₂ y el desplazamiento de generación, de acuerdo con los métodos de Kindle e INGyCEI (ver sección 10).

Table 5.6. Cantidad de almacenamiento necesario para evitar la desviación de frecuencia (min. ES) más allá de un umbral en el SIN en 2033. Fuente: Elaboración propia.

Control área	min ES (MW) <= 0.03 Hz
Oriental	26.94
Noreste	24.47
Occidental	18.25
BCS	13.91
Norte	12.67
Noroeste	12.33
Central	10.51
Peninsular	2.56
Total	121.63



5.2.2 Reserva requerida a las 9 pm. (incluye la reserva rodante)

El CENACE publica diariamente los requisitos de reserva de potencia activa para las próximas 24 horas. Esta publicación se ha seguido y no presenta cambios sustanciales de un día a otro. El archivo *ReqServiciosConexos SIN MDA Dia 2020-02-02 v2020 02 01_14 50 27.xls*⁴ es un ejemplo de los requisitos a nivel del SIN. Con base en esto, se realizaron los siguientes cálculos, que indican el porcentaje de ahorro de consumo de combustible que se realizaría si se dispusiera de alguna tecnología de almacenamiento.

En el SIN, la reserva equivale aproximadamente a 1700 MW a las 21 horas. Eso representa un rango máximo de MW reservado para corregir las desviaciones de frecuencia y el error de control de área para esa hora. Sabemos que MWh es lo que impulsa la producción de emisiones.

Supongamos tres escenarios: reemplazar el 10%, 25% y 50% de la capacidad de generación convencional (MW) del caso base asignada para reserva por almacenamiento de energía. Para el margen de reserva de regulación de frecuencia de 1700 MW para esa hora, significa que el escenario del 10% reemplaza 170 MW de generación fósil con almacenamiento; el escenario del 25% reemplaza 425 MW y el escenario del 50% reemplaza 850 MW. Para tal hora, eso representó una reducción máxima de producción de unidades fósiles de (170 MW/45167 MW*100% =) 0.377%, 0.941% y 1.882%, respectivamente. Se debe tomar en cuenta que los cálculos se realizaron asumiendo una demanda máxima coincidente de 45.167 GW (SECRETARIA DE ENERGIA, 2019, Tabla 6.5). Teniendo en cuenta una proporción similar a esa Tabla (SECRETARIA DE ENERGIA, 2019, Tabla 6.5), la Tabla 5.6 muestra los porcentajes por área de control.

Tabla 5.7. Porcentaje de reducción de reserva por área de control a las 21:00 horas (SIN). Fuente: Elaboración propia.

Área de control	Escenario 1 (%)	Escenario 2 (%)	Escenario 3 (%)
Central	0.05	0.12	0.24
Este	0.10	0.25	0.49
Oeste	0.06	0.16	0.32
Noroeste	0.03	0.07	0.14
Norte	0.03	0.08	0.16
Noreste	0.09	0.23	0.47
Peninsular	0.01	0.03	0.07

En el caso de Baja California Sur, los requisitos de reserva son los mismos durante las 24 horas del día: 60 MW. Supongamos tres escenarios: reemplazar el 10%, 25% y 50% de la capacidad de generación convencional (MW) del caso base asignada para reserva por almacenamiento de energía. Para el margen de reserva de regulación de frecuencia de 60 MW para esa hora, significa que el escenario del 10% reemplaza 6 MW de generación fósil con almacenamiento; el

⁴ <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/ServConexosSisMEM.aspx>



escenario del 25% reemplaza 15 MW y el escenario del 50% reemplaza 30 MW. Para tal hora, eso representó una reducción máxima (MWh) de producción de unidades fósiles de $(6 \text{ MW}/457.2 \text{ MW} * 100\% =)$ 1.31%, 3.280% y 6.561%, respectivamente. Se debe tomar en cuenta que los cálculos se realizaron asumiendo la demanda pico de 457.2 MW (*SECRETARIA DE ENERGIA, 2019, Tabla 6.5*).

En el caso de un sistema más pequeño, como el de Baja California Sur, la posible contribución de las tecnologías de almacenamiento para desplazar las plantas que operan con combustibles fósiles es prometedora.

Asimismo, se debe tomar en cuenta que los recursos convencionales de combustibles fósiles tienen un rango de operación limitado para el servicio de regulación de frecuencia. La mayoría de los recursos de combustibles fósiles no pueden proporcionar un servicio de regulación de frecuencia en todo su rango operativo y, por lo tanto, están limitados al 10% y 20% de su capacidad durante una hora determinada. La combinación de recursos convencionales que proporcionan regulación de frecuencia favorece los ciclos combinados, en lugar de las turbinas de carbón o de combustión.

5.3 Protección contra el colapso de voltaje

Dado su impacto en el funcionamiento y la vida útil de las instalaciones eléctricas, el mantenimiento del nivel de voltaje dentro de rangos de variación limitados es un criterio primordial en la evaluación de la calidad del suministro de energía eléctrica.

Debido a que las redes de transmisión y distribución son principalmente inductivas, las caídas en el voltaje en las redes de alta tensión se deben principalmente a la circulación de potencia reactiva. Por lo tanto, es a través del control de esta cantidad que se lleva a cabo el control de voltaje en el sistema de transmisión.

La capacidad del equipo eléctrico (generador, transformador, disyuntores, etc.) se especifica en MVA (Figura 5.9). La potencia activa (MW) se puede convertir en trabajo útil; la potencia reactiva no lo hace. Sin embargo, por ejemplo, en una línea de transmisión, para transmitir una cantidad específica de potencia activa, se requiere una cierta cantidad de potencia reactiva para suministrar los campos eléctricos y magnéticos en la línea, sin la cual no se podría lograr la transmisión entre dos puntos. Si una línea de transmisión no se opera correctamente, puede convertirse en un sumidero reactivo, desperdiciando mucha energía que podría convertirse en trabajo útil.

En el caso de un generador síncrono, se puede utilizar para proporcionar solo potencia reactiva (una operación llamada *condensador síncrono*), con un mínimo de potencia activa. Esta operación se utiliza cuando el operador admite que el sistema de potencia requiere un soporte reactivo para funcionar correctamente, especialmente en lo que respecta al voltaje, ya que existe una estrecha relación entre la potencia reactiva y el voltaje. Por ende, especialmente en nodos eléctricamente remotos, es conveniente proporcionar (*compensar*) potencia reactiva localmente (a través de fuentes reactivas, como condensadores), en lugar de llevar la potencia reactiva a través de la línea de transmisión, que provoca pérdidas.

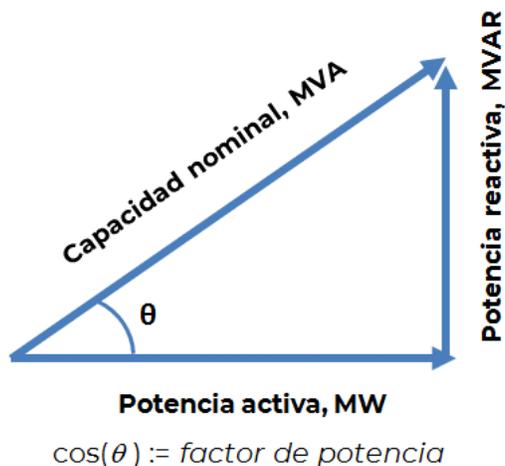


Figura 5.9. Triángulo de potencia. (Elgerd O.I., 1982).

La relación entre la potencia activa (P) y la magnitud del voltaje (V) es de gran interés en estudios sobre estabilidad de voltaje, y el análisis de su interacción se ha reflejado en la construcción de las curvas denominadas potencia-voltaje (PV); consultar el Apéndice C.

En las curvas P-V, a medida que aumenta la carga, la magnitud del voltaje disminuye y se acerca gradualmente al punto de operación marcado como potencia máxima P_{max} (punto de colapso del voltaje).

Si el sistema está operando cerca de este valor crítico, el problema principal es que un ligero incremento en la carga produce una caída drástica en la magnitud del voltaje; que puede conducir a una condición inoperable, denominada *colapso del voltaje*.

Por lo tanto, las curvas P-V pueden usarse como una métrica de qué tan cerca está un bus de un colapso de voltaje y la inoperabilidad del sistema (**Apéndice C**).

Como se mencionó anteriormente, el estudio del perfil de voltaje es a nivel local, a diferencia del estudio de la frecuencia, que puede ser más regional e incluso a nivel de sistema. A continuación, se analizan algunos nodos importantes para diferentes proyectos relevantes, para evaluar los requerimientos reactivos/de voltaje, y proponer el valor de compensación reactiva que permita mejorar el perfil de voltaje dentro del área de interés (Figura 5.10), y mantenerlo dentro de los valores nominales ($V_{\text{nominal}} \pm 5\%$).

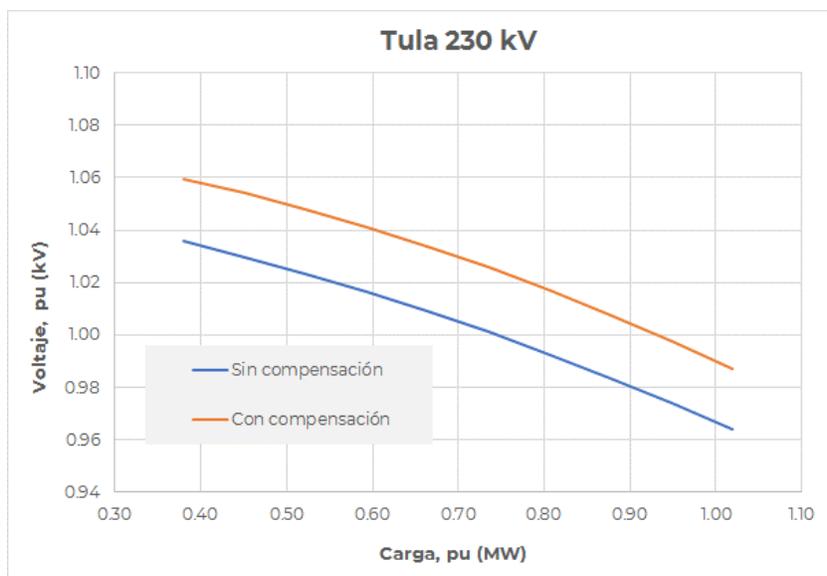
La Figura 5.10 muestra el comportamiento de la demanda y el voltaje en los buses en diferentes regiones del SIN. Por ejemplo, MOCTEZUMA en Chihuahua, SALTILLO en Saltillo, ZIMAPAN en Hidalgo, TULA en Hidalgo, VALLADOLID y CANCUN en Yucatán. La Tabla 5.8 presenta los nodos muestreados y su ubicación. Los nodos han sido elegidos por su importancia dentro de los proyectos actuales de interés del SIN (CENACE, diciembre 2017).

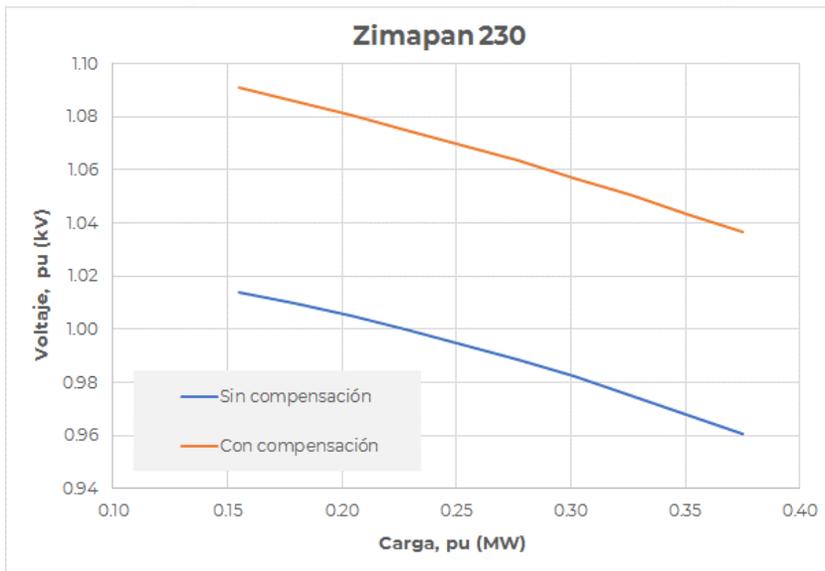


Tabla 5.8. Lista de algunos nodos de interés actual para el SIN. Fuente: elaboración propia.

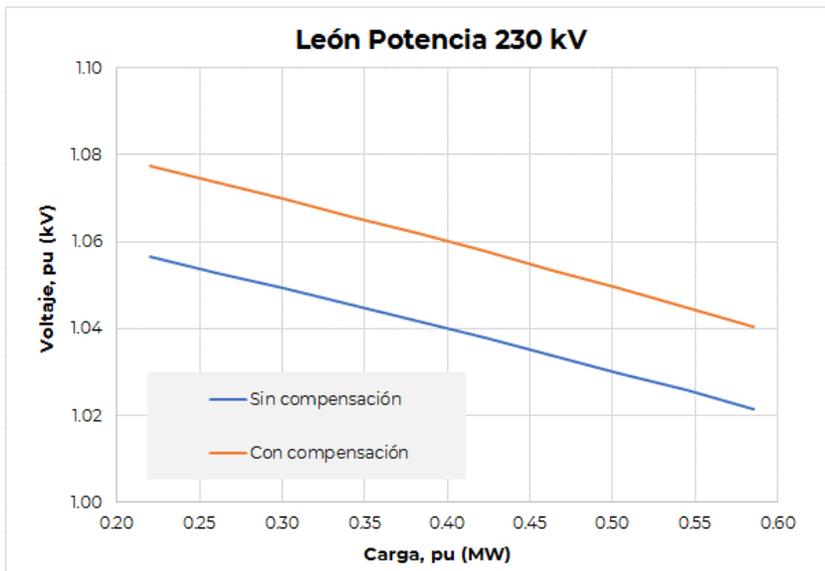
Área de control	Buses para prueba
Central	SIN: ZIMAPAN y TULA en Hidalgo;
Oeste	SIN: LEON en Guanajuato, QUERETARO en Querétaro, SILAO y SAN LUIS DE LA PAZ en Guanajuato;
Peninsular	SIN: VALLADOLID, CANCUN, y RIVIERA MAYA en Yucatán
Noreste	SIN: SALTILLO, RAMOS ARIZPE y CEDROS en Saltillo
Norte	SIN: MOCTEZUMA 230 y CAMARGO, en Chihuahua
BCS	LORETO, EL PALMAR, VILLA CONSTITUCION, OLAS ALTAS, PUERTO ESCONDIDO, y SANTO DOMINGO

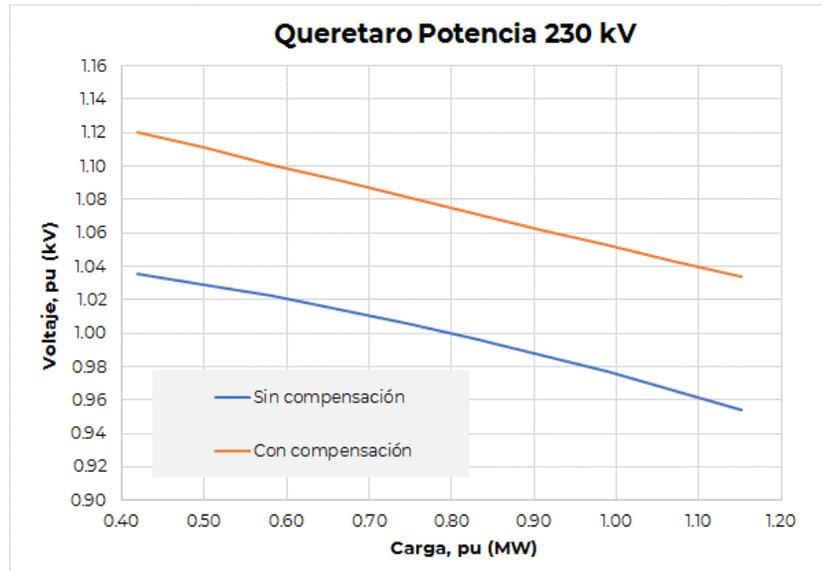
Cabe señalar que a medida que aumenta la carga, los voltajes disminuyen. Particularmente en regiones donde hay escasez de energía reactiva, ya sea porque están ubicadas lejos de las fuentes de generación o por el aumento de la demanda. Allí, el bajo voltaje es notorio, incluso sin aumentos importantes de carga. Las líneas rojas indican que se ha insertado una compensación reactiva (con el valor de compensación que se muestra en la Tabla 5.8) para mejorar el rendimiento del bus y permitir una gestión de carga más potente. En general, la mejora es notable. Es importante mencionar que la compensación de reactivos representa una forma de reforzar la capacidad de transmisión de un tramo porque implica soporte de voltaje ante variaciones de demanda. Las compensaciones se pueden realizar mediante baterías.



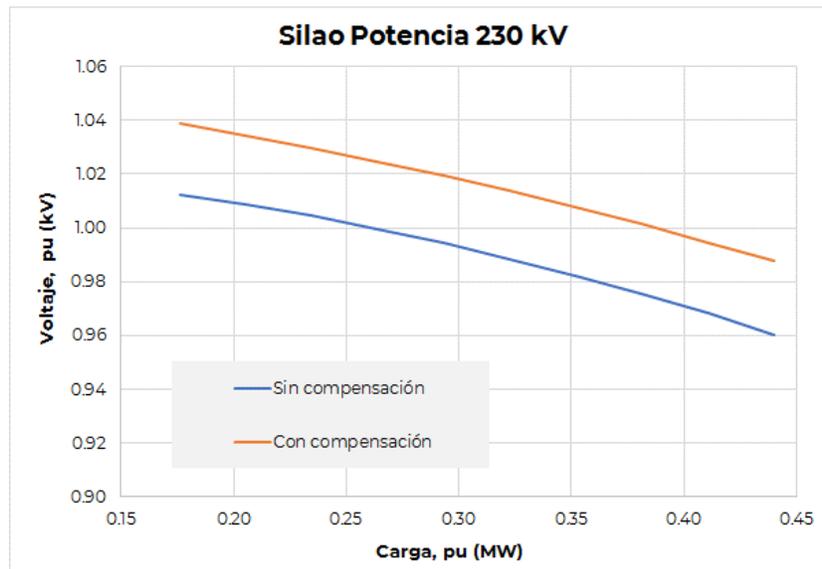


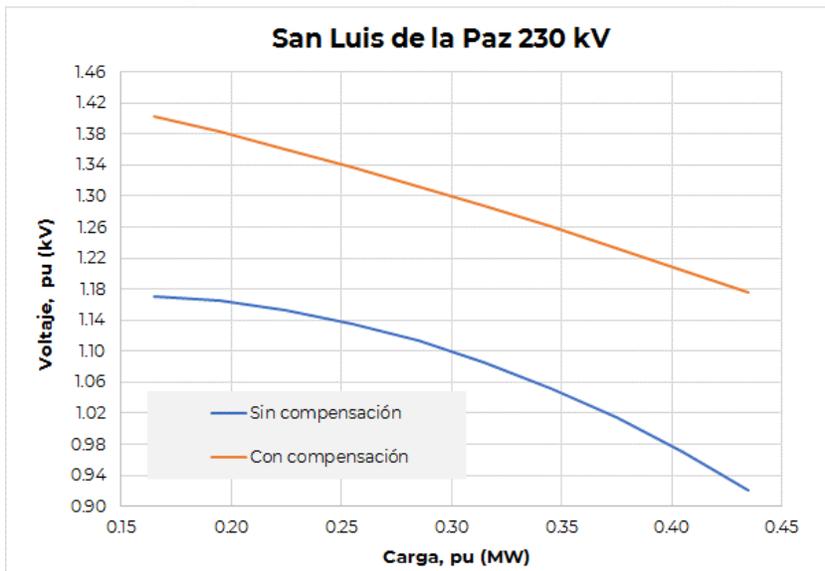
(40) Occidental 1



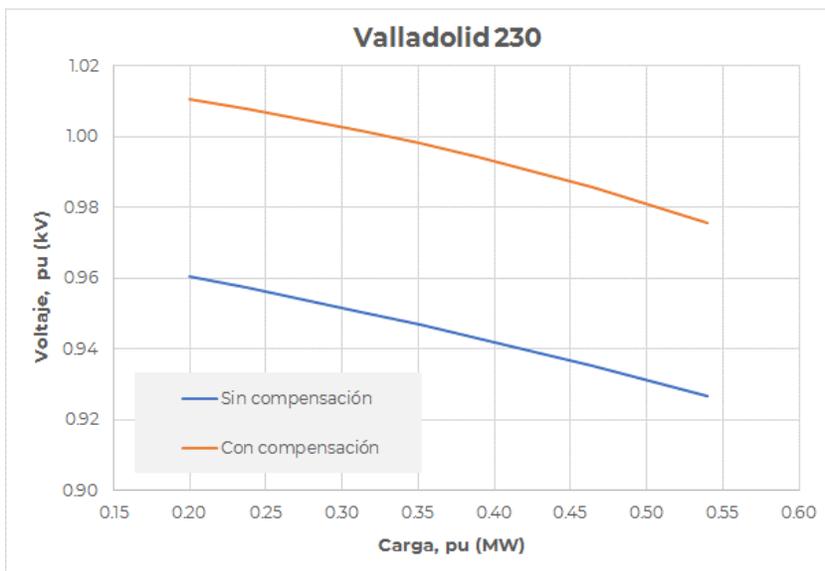


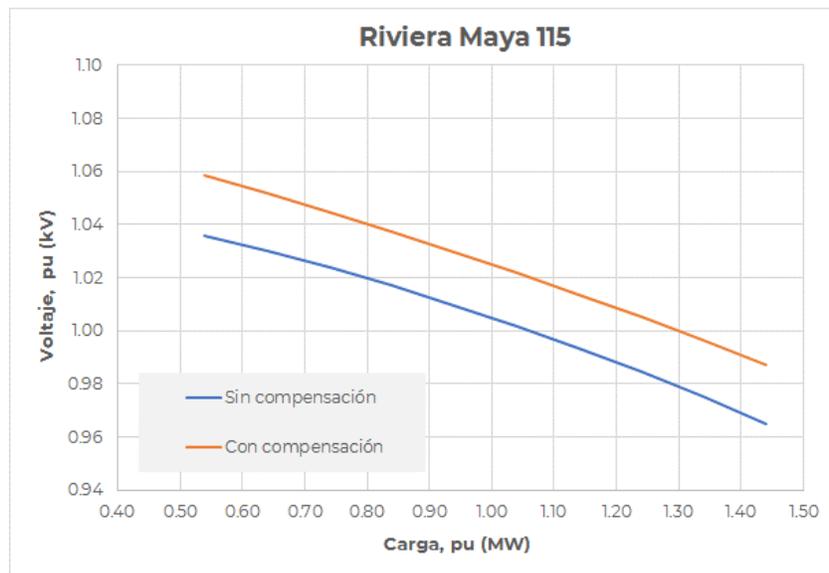
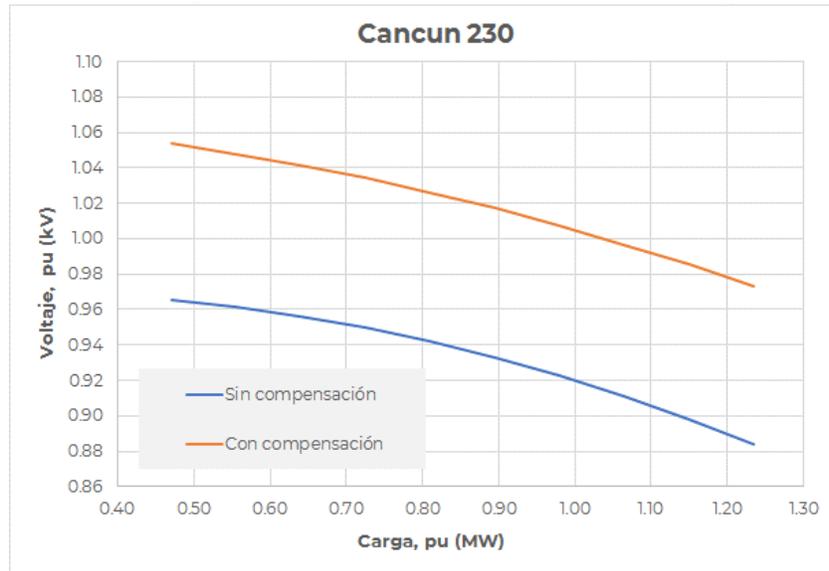
(b) Occidental 2



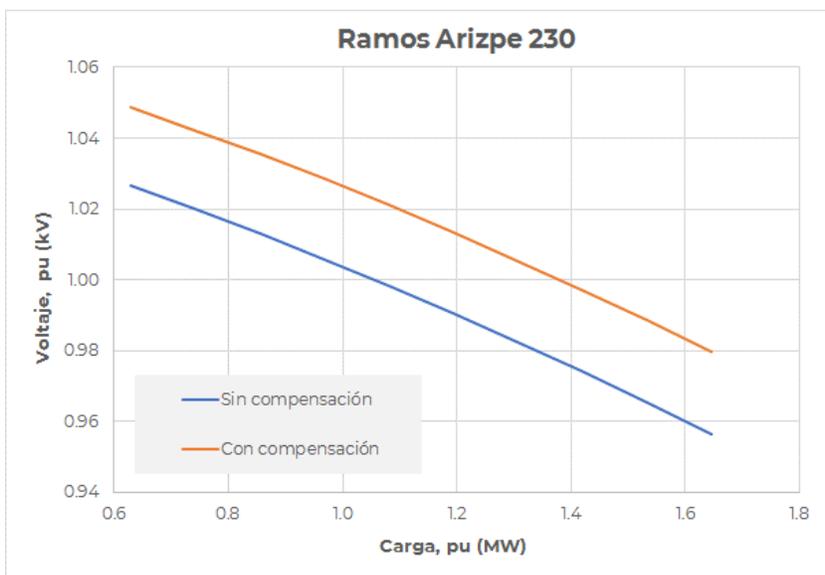
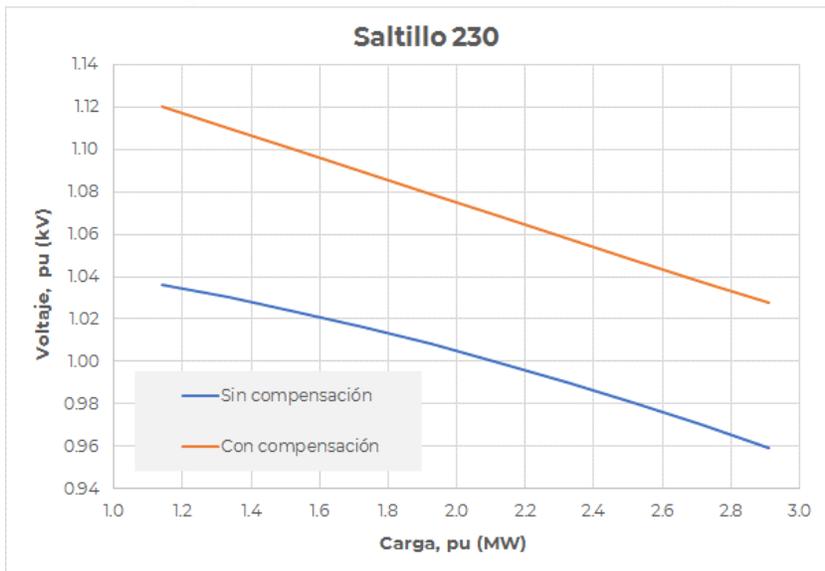


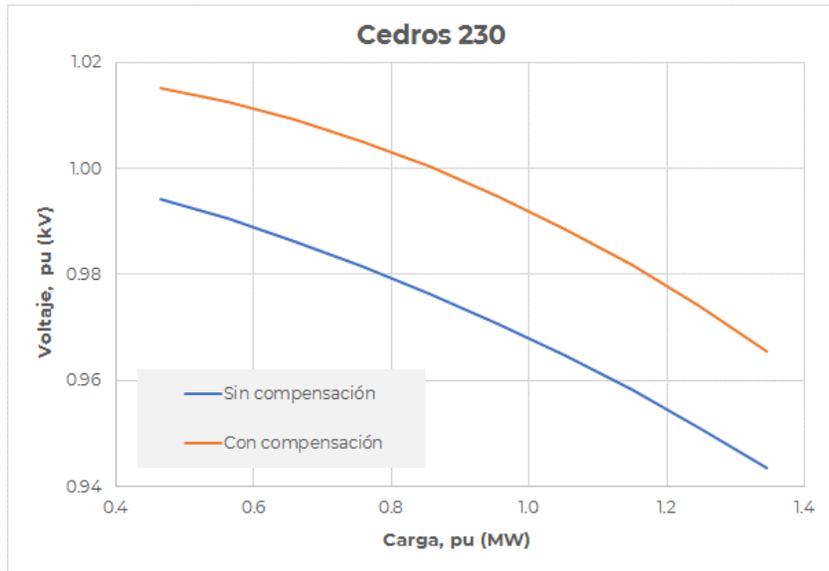
(c) Occidental 3



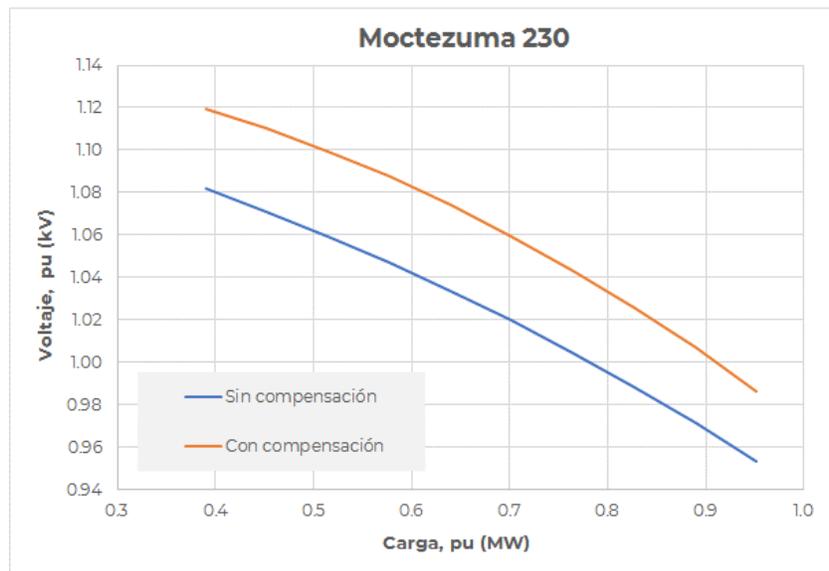


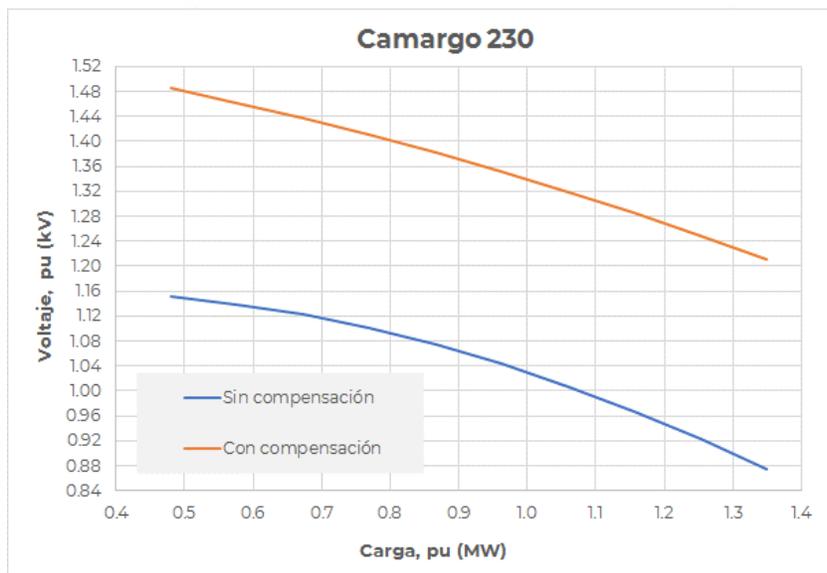
(d) *Peninsular*





(e) Noreste



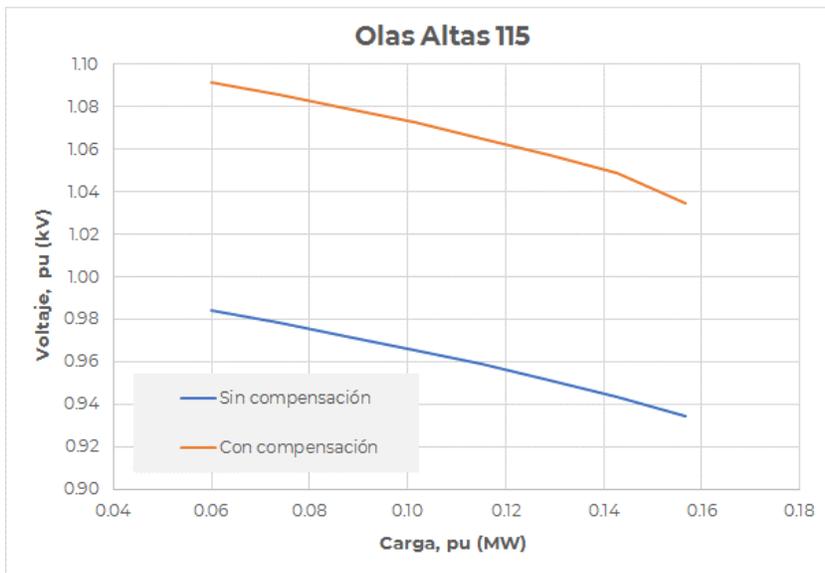
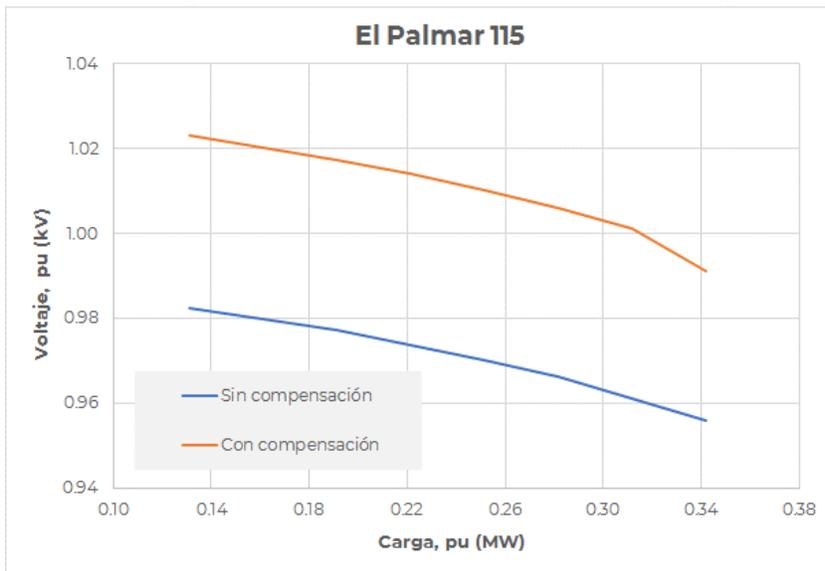


(a) Norte

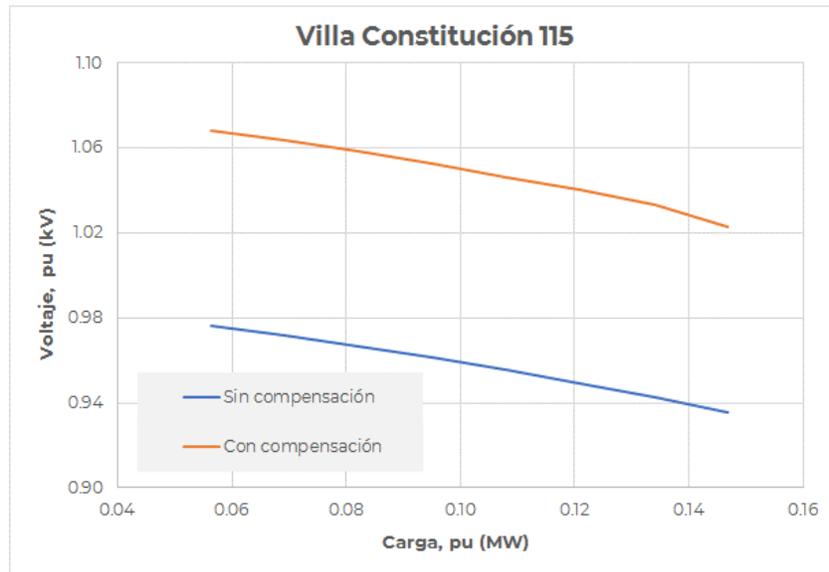
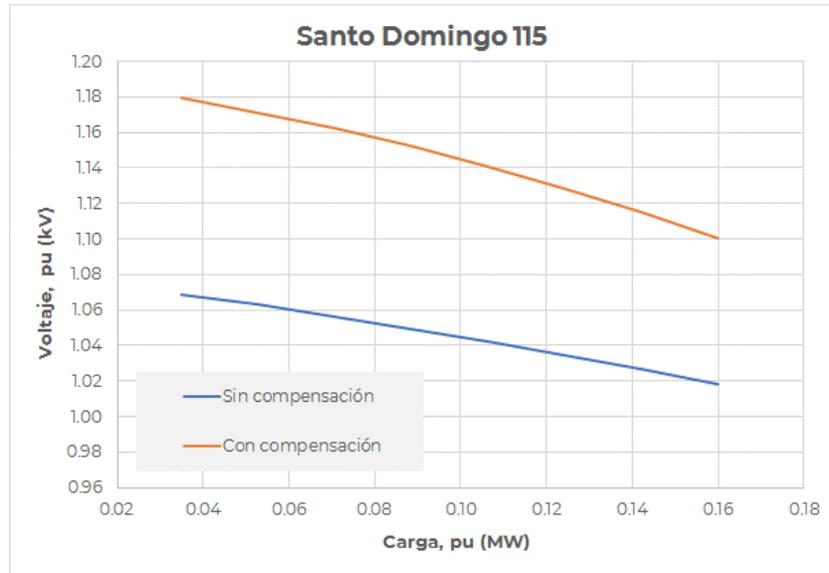
Figura 5.10. Curvas P-V en algunos buses de diferentes áreas de control. Fuente: Elaboración propia.

5.3.1 Baja California Sur

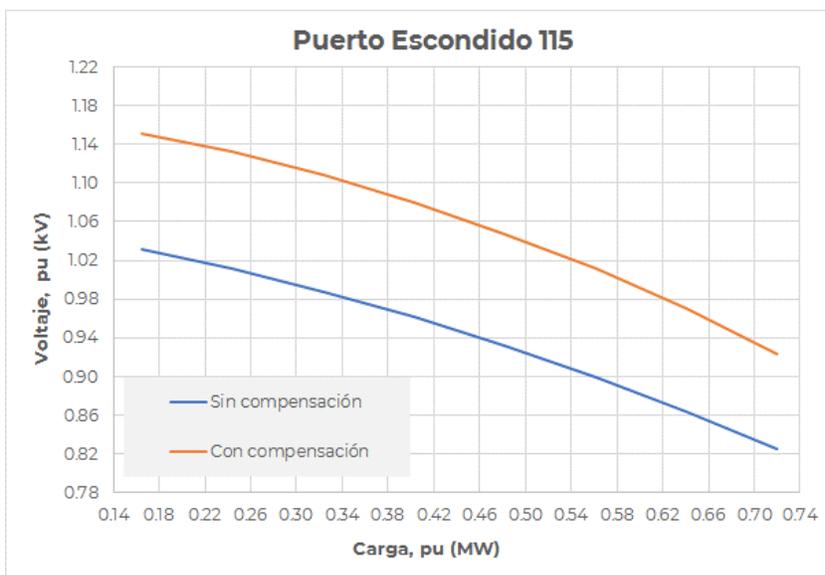
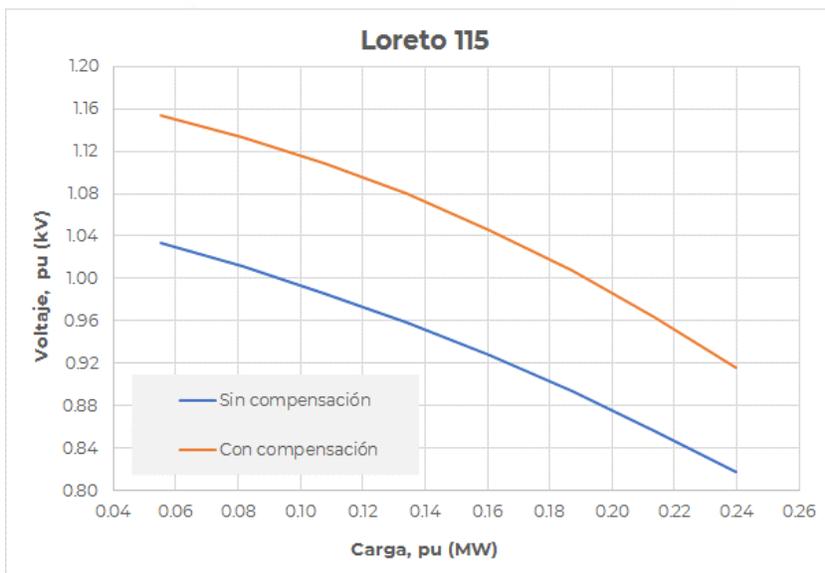
La Figura 5.11 muestra las curvas P-V para tres de los buses más alejados del sistema: LORETO, PUERTO ESCONDIDO, Y SANTO DOMINGO. Representan nodos de demanda colocados hacia el final del sistema. Por lo tanto, a medida que su carga aumenta un poco, los niveles de voltaje bajan. Por consiguiente, para que estos buses puedan suministrar un poco más de carga, requieren una fuente de potencia reactiva que lo permita. Las curvas rojas no se compensan y las curvas azules se compensan al 10% del nivel de demanda. Incluso con este nivel de compensación, los voltajes caen rápidamente. Lo mejor en estos casos es la inserción de una fuente de alimentación (las baterías serían muy adecuadas).



(a) BCS 1



(b) BCS 2



(c) BCS 3

Figura 5.11. Curvas P-V para nodos del sistema de BCS. Fuente: Elaboración propia.

De manera general, se puede indicar que el sistema eléctrico mexicano tiene una región relativamente robusta, constituida por las áreas de control Central, Oeste, Sureste y Noreste. Esto significa que dicha región muestra una fuerza relativa sobre los eventos de frecuencia y voltaje. Aun así, para este último, es notoria la ausencia de coordinación en la gestión de la potencia reactiva, para reducir las pérdidas, mejorar el perfil de voltaje y liberar parte de la capacidad de generación.

Por otro lado, las áreas de control Noroeste, Norte, Peninsular y Baja California Sur exhiben falta de robustez.

Especialmente en los estudios de voltaje, es notoria la falta de potencia reactiva, lo que eleva los voltajes y permite una mayor gestión de la carga. Para este caso, la compensación de potencia reactiva se convierte en una necesidad.

5.3.2 Capacidad de compensación reactiva

El Apéndice C presenta una expresión que permite calcular aproximadamente el **grado de compensación reactiva** Q (Mvar, mega-voltio-amperio-reactivo) en un bus que exhibe una capacidad de cortocircuito (SCC) en (MVA, mega-voltio-amperio), de manera que el voltaje (kV) experimenta variaciones máximas de voltaje de tamaño ΔV (Taylor, C., 1994),

$$\Delta V \approx \frac{Q}{scc} \rightarrow Q = \Delta V * SCC, (Mvar)$$

La capacidad de cortocircuito (SCC) es la cantidad de energía que los elementos de protección en un bus deben tener para resistir sin dañar la falla más severa en el bus. La Tabla 5.8 presenta ejemplos de buses donde se ha estimado el grado de compensación (en Mvar), asumiendo que la desviación máxima tolerada es $\pm 5\%$ (± 0.05 pu). Eso significa que, con el grado de compensación esperado, el bus correspondiente experimentará variaciones de voltaje del 5% alrededor del valor nominal. Los niveles de cortocircuito (SCC) se tomaron de la referencia (CENACE, diciembre 2017). Se debe tomar en cuenta que, en tal fuente, lo que se especifica es la corriente de cortocircuito. Además, las especificaciones del equipo deben ser siempre para las peores condiciones, de modo que se elijan corrientes de cortocircuito trifásicas.

Entonces, se debe calcular la capacidad de cortocircuito (SCC), para la cual se requiere el voltaje. Es decir, para el mismo nivel de corriente y dos niveles de voltaje en una relación 1:2 (por ejemplo, 115 kV y 230 kV), la SCC del segundo será dos veces mayor que el del primero.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) debe mantener la calidad del servicio con base en indicadores sobre la calidad del servicio (en este caso, básicamente en función de los valores de frecuencia (60 ± 0.1 Hz) y voltaje (1 ± 0.05 puKV)).

Los buses con altos valores de SCC no deberían requerir compensación ya que son robustos por definición (tienen más capacidad para manejar variaciones en la demanda). Para el sistema aislado de Baja California Sur, se ha seguido un procedimiento similar. La **Tabla 5.9** también presenta algunos ejemplos del grado de compensación bajo los mismos supuestos. **Cuanto menor sea su SCC⁵, más débil será el nodo y necesitará asistencia (compensación).**

⁵ Si la resistencia o impedancia de la carga se pasa por alto o se cortocircuita, entonces, de acuerdo con la ley de Ohm, una corriente anormalmente alta fluirá a través del circuito. Esta situación se llama cortocircuito. Dependiendo de la resistencia o impedancia restante del circuito, la corriente de cortocircuito podría ser hasta 30 veces más alta que la corriente normal. En este nivel anormalmente alto, la mayoría de los equipos y el cableado se arruinarán por la cantidad excesiva de calor generado. Además, lo más probable es que se produzcan incendios de componentes combustibles dentro o en las proximidades. La capacidad de cortocircuito puede referirse a dos cosas; 1. La corriente de falla máxima que se puede generar en el peor de los casos (una falla trifásica franca); 2. La capacidad de un dispositivo o sistema para proteger un sistema y soportar las corrientes de falla en el peor de los casos.

**Tabla 5.9.** Grado de compensación reactiva (Mvar) en cinco regiones del SIN. Fuente: Elaboración propia.

Noreste Monterrey- Saltillo	Oeste Zimapán	Norte Juárez- Chihuahua	Peninsular Mérida-Cancún	BCS Villa Constitución -La Paz
600 Mvar ESCOBEDO 115 kV	877 Mvar TULA 230 kV	298 Mvar MOCTEZUMA 230 kV	226 Mvar VALLADOLID 230 kV	77 Mvar OLAS ALTAS 115 kV
485 Mvar SAN JERÓNIMO 115kV	703 Mvar LAS MESAS 400 kV	289 Mvar EL ENCINO 400 kV	169 Mvar DZITNUP 400 kV	66.7 Mvar EL RECREO 115 kV
378 Mvar PRIMERO DE MAYO 400 kV	710 Mvar SANTA MARIA 400 kV	270 Mvar AVALOS 230 kV	149 Mvar NIZUC 115 kV	65.9 Mvar BLEDALES 115 kV
365 Mvar RAMOS ARIZPE 115 kV	560 Mvar POTRERILLOS 400 kV	245 Mvar REFORMA 115 kV	148 Mvar RIVIERA MAYA 230 kV	65 Mvar EL PALMAR 115 kV
278 Mvar SALTILLO 115 kV	543 Mvar QRO POTENCIA 230 kV	240 Mvar CHUVISCAR 230 kV	139 Mvar CANCUN 115 kV	57.0 Mvar LA PAZ 115 kV
187 Mvar GUEMEZ 115 kV	405 Mvar SAN LUIS DE LA PAZ 230 kV	240 Mvar PASO DEL NORTE 230 kV	75 Mvar CHANKANAA B 115 kV	38.8 Mvar CAMINO REAL 115 kV
17.3 Mvar JIMENEZ 115 kV	329 Mvar LEON I 230 kV	233 Mvar DIVISIÓN DEL NORTE 230 kV	48 Mvar TIZIMIN 115 kV	35.8 Mvar VILLA CONSTITUCIÓN 115 kV
9.2 Mvar DIVISADERO 115 kV	300 Mvar LEON III 230 kV	231 Mvar VALLE DE JUAREZ 115 kV	90 Mvar PLAYA MUJERES 115 kV	27 Mvar INSURGENTES 115 kV
8.9 Mvar SAN FERNANDO 115 kV	294 Mvar SILAO POTENCIA 230 kV	216 Mvar TERRANOVA 115 kV	66 Mvar SAN IGNACIO 115 kV	26.9 Mvar SANTIAGO 115 kV
5.2 Mvar BACIS 115 kV	254 Mvar SAN JUAN POTENCIA 230 kV	179 Mvar TORRES 115 kV	38 Mvar CHEMAX 115 kV	9.2 Mvar LORETO 115 kV
7.6 Mvar CATEDRAL 115 kV	243 Mvar SANTA FE 230 kV	164 Mvar MOCTEZUMA 115 kV	32 Mvar TULUM 115 kV	13 Mvar PUERTO ESCONDIDO 115 kV
6.3 Mvar GUACHOCHI 115 kV	239 Mvar LEON IV 230 kV	148 Mvar CAMARGO 230 kV	31 Mvar POPOLNAH 115 kV	42 Mvar SANTO DOMINGO 115 kV



Noreste Monterrey- Saltillo	Oeste Zimapán	Norte Juárez- Chihuahua	Peninsular Mérida-Cancún	BCS Villa Constitución -La Paz
5.5 Mvar CIENEGA 115 kV	223 Mvar GENERAL MOTORS 230 kV	140 Mvar NVO CASAS GRANDES 230 kV		
	128 Mvar ZIMAPÁN 230 kV	83 Mvar CEREZO JUÁREZ 115 kV		
	96 Mvar JILOTEPEC POTENCIA 115 kV			
	82 Mvar NOCHISTONGO 115 kV			

Nota: En cada celda, al grado de compensación reactiva (Mvar) le sigue el nombre del bus y la tensión nominal de la transmisión (kV). La marca gris significa que se utilizó el bus para el estudio.

No tiene sentido colocar compensaciones en subestaciones de centrales eléctricas (como Zimapán-hidroeléctrica, o Tula-central térmica) debido a que, en éstas, el generador realiza el control de voltaje. Normalmente, la compensación se instala en nodos alejados de las plantas generadoras (30 km o más), a menos que la demanda sea tan alta que los nodos cercanos a una planta generadora (menos de 30 km) requieran compensación reactiva para operar correctamente las plantas.

El grado de compensación reactiva (Mvar) podría interpretarse como capacidad en MW usando la siguiente ecuación y asumiendo $\cos \theta$ (factor de potencia, PF) = 1 (Figura 5.9).

$$MW = MVA \cos \theta = MVA \times PF = MVA \times (\text{Potencia activa en MW/capacidad nominal en MVA})$$

Se estimó el tamaño para los buses con alta prioridad en cada región de control.

El uso de baterías satisface perfectamente la compensación de potencia reactiva requerida, ya que, se puede proporcionar dicho servicio a través de la electrónica de potencia. Llegado el momento, las baterías pueden ser el respaldo de la frecuencia, diseñando los controles y protecciones necesarios.

Las instalaciones de almacenamiento necesitan varias horas de capacidad para ser eficaces. Sin embargo, si los operadores desean utilizar las mismas instalaciones para los servicios de energía, deben tener esto en cuenta al programar el despacho de los dispositivos. Por ejemplo, para llevar a cabo servicios de regulación de frecuencia, se debe garantizar que un rango de potencia disponible suba y baje durante la participación en este servicio. Los criterios operativos y económicos determinarán qué porcentaje de la potencia de la instalación se dedica a cada servicio. Algo similar ocurre con el servicio de control de voltaje. Sin embargo, en un principio no requiere el aporte de energía. El convertidor conectado a la red debe tener un margen de potencia suficiente para aportar o consumir potencia reactiva de la red.



Asimismo, los criterios económicos y técnicos determinarán qué banda de capacidad del convertidor se dedica a este servicio. Para que los sistemas de almacenamiento puedan realizar estas aplicaciones de manera eficaz, es necesario determinar de antemano el despacho necesario para adecuar el estado de carga a las condiciones que se espera que ocurran a lo largo del periodo de programación. En el caso de las unidades de generación, la herramienta que realiza este despacho es un compromiso unitario, mediante el cual se decide cuándo se debe poner en marcha o parar la unidad y la potencia a inyectar en cada periodo de programación. En el caso de los sistemas de almacenamiento, la decisión de iniciar o detener la instalación no es relevante debido a la velocidad con la que estos sistemas pueden variar la potencia generada. Sin embargo, la disponibilidad de capacidad para almacenar energía en periodos específicos para su posterior entrega es fundamental.

6. Energías renovables y el papel de la electrónica de potencia

Una de las razones del surgimiento de los aparatos modernos basados en la electrónica de potencia está relacionada con la necesidad de ampliar los rangos operativos en las redes eléctricas que estaban llegando a sus límites. Basados inicialmente en tiristores y posteriormente en transistores, la madurez de la electrónica de potencia permitió crear dispositivos capaces de lograr el control de voltaje, la compensación de líneas de transmisión, los flujos bidireccionales y, a través de ellos, alcanzar, por ejemplo, la mejora de las oscilaciones de potencia o ampliar los márgenes operativos.

El problema del control de voltaje es bastante antiguo y ha sido objeto de investigaciones exhaustivas. Actualmente, el empleo intensivo de convertidores de fuente de voltaje (VSC) asociados principalmente a energías renovables, motiva el estudio del impacto de dichos elementos en la regulación de voltaje de una red de distribución. El trabajo de campo preliminar presentado en (*Kern EC, 1989*) sugirió que la variabilidad en la generación del sistema de recursos energéticos distribuidos es suficiente para causar una fluctuación en la señal de potencia. También indicó que las variaciones de voltaje en casos de niveles de penetración de energía fotovoltaica (PV) por debajo del 15% no dan como resultado efectos notables. Sin embargo, se puede observar un incremento potencial en el número de operaciones del cambiador de tomas bajo carga (OLTC) a medida que fluctúa la salida de energía fotovoltaica. Estudios más recientes sugieren que la alta penetración de PV aumenta el número de operaciones del OLTC y que este efecto puede mitigarse permitiendo que los inversores de PV inteligentes ayuden en la regulación de voltaje. Por lo tanto, se requiere un control de voltaje coordinado para minimizar el funcionamiento de los reguladores de voltaje mientras se mantienen los niveles de voltaje apropiados. Asimismo, los impactos relacionados con el voltaje de los sistemas fotovoltaicos en las redes de distribución varían dependiendo del tamaño de la planta de energía fotovoltaica.



La norma IEEE 1547-2003 del Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE, por sus siglas en inglés) *sobre interconexión de recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica* (IEEE, 2003) no solicitó soporte de voltaje dinámico en recursos energéticos distribuidos como la energía fotovoltaica. Sin embargo, la nueva norma IEEE 1547-2018 *sobre la interconexión e interoperabilidad de recursos energéticos distribuidos con interfaces de sistemas de energía eléctrica asociados* establece los requisitos específicos de soporte de voltaje, por ejemplo, a través del control de potencia reactiva del inversor inteligente (IEEE, 2018). El despacho de energía reactiva del inversor alivia el estrés de la operación diaria en los controladores de voltaje. Por lo tanto, la nueva norma indica que los convertidores inteligentes proporcionan soporte de voltaje estático (IEEE, 2018), principalmente relacionado con (i) el control de voltaje local a través de la potencia reactiva; (ii) el manejo de potencia reactiva.

Esto significa que los requisitos establecidos para los convertidores electrónicos modernos son superiores a los habitualmente solicitados para ampliar su participación en diferentes contextos; en este caso, la regulación de voltaje en la red.

Asimismo, la generación de electricidad renovable intermitente, particularmente a partir de energía eólica y solar, tiene un conjunto de características de operación y control bastante diferente al de una generación térmica tradicional. Esta última es totalmente controlable; un despachador puede modificar la potencia de salida de un generador térmico con rapidez y precisión.

El desplazamiento de unidades convencionales de generación con recursos energéticos no convencionales da lugar a que la respuesta de inercia general del sistema disminuya dando lugar a un sistema más sensible en lo que respecta a la frecuencia (Aziza A. et al., 2018), (Zhaoa C. et al., 2018). Los recursos de generación solar y los sistemas de almacenamiento de energía (Jayamaha C. et al., 2018) no pueden proporcionar una respuesta de frecuencia inercial ya que no tienen masas rodantes. Además, como práctica habitual, no están equipados con circuitos de control de frecuencia primaria. Aunque las tecnologías de recursos de generación eólica (Wind Generation Resources, WGR) de velocidad variable incluyen masas rodantes dentro de su estructura de turbina y generador, no proporcionan ninguna respuesta de frecuencia inercial a menos que se modifiquen sus sistemas de control. En consecuencia, la aparición de una alta penetración de recursos energéticos no convencionales en el sistema eléctrico plantea desafíos para los operadores del sistema eléctrico en términos de control de frecuencia del sistema eléctrico.

Se ha presentado el generador síncrono virtual (VSG) para emular el comportamiento de un generador síncrono convencional real. Compensa la disminución de la inercia en los sistemas de energía renovable que resulta de agregar más fuentes de energía renovable (Renewable Energy Source, RES), es decir, fuentes sin inercia (Bevrani H., 2014). Por lo tanto, el concepto de VSG gira en torno a reproducir las características dinámicas de un generador síncrono real combinando la idea del rotor virtual, es decir, emulando las propiedades de inercia y amortiguamiento de los generadores síncronos (SG) reales, así como el concepto de control virtual primario y secundario (es decir, siguiendo los circuitos de control de frecuencia primarios y secundarios de los SG reales).

Por lo tanto, la electrónica de potencia se encuentra en una encrucijada y los objetivos pasan de las métricas de rendimiento del hardware (es decir, tamaño más pequeño, peso más liviano y menor costo) a más control, más funciones, mayor integración, más flexibilidad y más elementos comunes (Xue Y et al., 2018). Por lo tanto, los operadores del sistema y las empresas de servicios públicos han cambiado sus posturas sobre los recursos energéticos distribuidos (Distributed

Energy Resources, DER) a pequeña escala y han pedido su participación activa en el control de frecuencia del sistema y el soporte de voltaje.

En resumen, la electrónica de potencia, las fuentes de energía limpia y algunas tecnologías de almacenamiento (especialmente las baterías) constituyen tecnologías complementarias a partir de las cuales es posible ofrecer servicios conexos para los servicios públicos. Representa el beneficio indirecto de un posible desplazamiento de las tecnologías convencionales de generación de energía y la reducción de emisiones contaminantes.

7. Emisiones

Se sigue la metodología descrita a continuación para estimar los cambios en las emisiones en las regiones de control, con base en la reducción porcentual en las tecnologías de combustibles fósiles desplazadas.

Con base en datos históricos reales, se encontraron funciones para determinar las emisiones de diferentes tecnologías para generar electricidad (Xia Y et al., diciembre de 2013), (Kindle A et al., octubre de 2013), (Kindle A, abril de 2015).

El primer tema relevante en Kindle A (abril de 2015), es el requisito de que las funciones de emisión específicas sean capaces de estimar adecuadamente las emisiones en escenarios donde el despacho de generadores cambia su estrategia operativa tradicional. La investigación propone una función de emisión muy particular que se puede aplicar y personalizar a generadores específicos de forma automática. Esta función tiene en cuenta las operaciones diarias del generador, como el arranque, la parada y el incremento y, al hacerlo, produce predicciones precisas.

Las funciones estimadas se utilizan para analizar cinco escenarios de penetración del viento. Esto se hace porque varias referencias anteriores han encontrado que la generación eólica puede provocar reducciones de emisiones menores de lo esperado. Las funciones de emisión que pueden estimar las emisiones en todas las condiciones de operación del generador predicen las emisiones en cinco escenarios de penetración del viento simulados. Después de predecir las emisiones en todos los escenarios, los resultados se analizan para encontrar que una mayor penetración del viento da como resultado disminuciones consistentemente más significativas en las emisiones de CO₂ y SO₂.

Tomando información real de un operador de sistema independiente (ISO) en Kindle A, (abril, 2015), se lograron funciones que permiten estimar niveles de reducción de emisiones, cuando se reemplaza la generación convencional por generación limpia. La Figura 7.1 muestra las emisiones de pronóstico para **cinco escenarios de penetración del viento**. Los cinco escenarios consisten en 3,500, 10,000, 16,500, 23,000 y 29,500 MW de capacidad renovable.

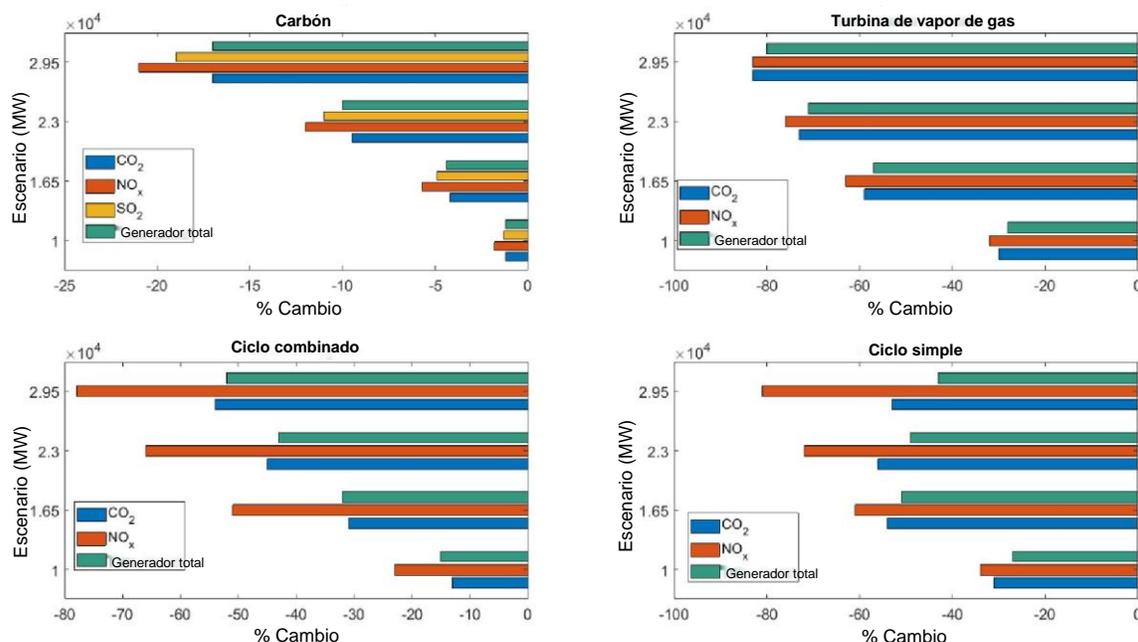


Figura 7.1. Porcentaje de reducción de emisiones según el escenario de penetración de renovables (sin almacenamiento) de 3500 MW - Carbón, Turbina de vapor de gas, Ciclo combinado y Ciclo simple. Fue adaptado de Kindle A (abril, 2015).

Emisiones de generadores de carbón

Cada grupo de barras muestra el cambio porcentual para cada tipo de emisión y generación del escenario de penetración eólica de 3,500 MW.

Las emisiones de los generadores de carbón disminuyen en todos los escenarios. A pesar de las diferencias en el número de incrementos, arranques y paradas de las unidades de carbón, sus emisiones cambian en una proporción similar a los cambios en una generación.

Las emisiones de CO₂ disminuyen casi exactamente el mismo porcentaje que una generación de carbón en los cinco escenarios.

Se debe tomar en cuenta que la generación de carbón disminuye constantemente a medida que aumenta la capacidad eólica. En total, reduce un 17% desde el escenario de viento más bajo al más alto. Esto es importante porque significa que la generación de carbón está siendo reemplazada por la generación eólica.

Tanto las emisiones de NO_x como las de SO₂ disminuyen más que la disminución de la generación. Desde el escenario de menor penetración hasta el escenario de mayor penetración, las emisiones de NO_x se reducen en un 21%, mientras que las emisiones de SO₂ se reducen en un 19%.

Estos son los porcentajes de cambio que se muestran en la Figura 7.1.

En cada escenario, las emisiones de CO₂ y NO_x disminuyen más que la disminución en la generación de carbón desde el escenario de penetración eólica de 3,500 MW.



La diferencia entre los cambios en las emisiones de SO₂ y la generación es mínima, y las emisiones de SO₂ disminuyen ligeramente más que las disminuciones en la generación.

Las emisiones de NO_x pueden disminuir más que las de SO₂ porque, a medida que las unidades de carbón reducen su producción, pueden estar operando a niveles de calor más bajos, lo que mitigaría las emisiones térmicas de NO_x.

Emisiones de generadores de turbinas de vapor a gas

La turbina de vapor de gas muestra disminuciones importantes en su producción a medida que aumenta la penetración de energías renovables. El escenario de capacidad eólica de 29,500 MW da como resultado que los generadores de turbinas de vapor de gas produzcan un 80% menos de energía que en el escenario de menor penetración de viento.

En México, el grado de penetración de energías limpias representa una capacidad del orden de 2,500-3,700 MW, tomando en cuenta la bioenergía, la energía fotovoltaica, la energía eólica y la energía geotérmica, (*PRODESEN 2019, Figura 5.7*). La Tabla 7.1 es una estimación de las posibles reducciones de emisiones por el desplazamiento de tecnologías que podrían lograrse a el corto plazo, dependiente de los resultados de la investigación anterior.

El cálculo (Consultar Apéndice E) se realizó tomando los dos primeros escenarios del caso descrito anteriormente. Hay un diferencial de 6,500 MW de capacidad eólica (10,000 - 3,500 MW) (*Kindle A, abril de 2015*).

Si sumamos la capacidad promedio requerida por hora de servicios conexos en el SIN (1700 MW) utilizando tecnologías de almacenamiento de energía y asumiendo que se podrían seguir las mismas políticas operativas explicadas anteriormente para la gestión de energías limpias en términos de desplazamiento de tecnologías, resulta que la relación relativa a los servicios conexos de México pasa a ser de 1700 MW/6500 MW = 0.26. Como una aproximación a la posible reducción de emisiones por el uso de tecnologías de almacenamiento de energía para proporcionar servicios relacionados en sustitución de plantas convencionales, se realizan los siguientes cálculos con base en el estudio mencionado (*Kindle A, abril de 2015*).

La Tabla 7.1 se construye con el porcentaje de reducción del escenario de 10,000 MW (el tamaño de las barras inferiores en la Figura 7.1), con la proporción mencionada y también tomando en cuenta la relación de demanda por área de control en la Tabla 5.1.

Se debe tener en cuenta que para las emisiones de SO₂, los resultados son solo para los generadores de carbón debido a las extremadamente bajas emisiones de SO₂ de los generadores de gas natural. La Tabla 7.1 muestra el porcentaje de emisiones a nivel del SIN, con los 1700 MW asociados a los servicios conexos, asumiendo una política operativa de desplazamiento de tecnologías similar a las que se tomaron en cuenta para la elaboración de la Figura 7.1

Reserva total (1,700 MW)

Tabla 7.1. Estimación de reducción de las emisiones del SIN asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía (1700 MW) correspondientes a la prestación de servicios conexos. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	CO ₂ Emisiones (kt)	NO _x Emisiones (kt)	SO ₂ Emisiones (Kt)	Generación (GWh)
Carbón	395.7	0.3	1.1	417.8
Turbina de vapor de gas	87.9	0.1	0.0	126.9
Ciclo combinado	1,606.6	1.7	0.0	4427.6
Turbina de gas de ciclo simple	109.3	0.3	0.0	129.4
Totales	2,199.5	2.4	1.1	5,101.6

Para el sistema aislado de BCS, la Tabla 7.2 muestra el porcentaje de emisiones, con los 60 MW asociados a los servicios conexos, bajo los mismos supuestos realizados para el SIN.

Tabla 7.2. Estimación de reducción de las emisiones del BCS asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía (60 MW) correspondientes a la prestación de servicios conexos. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	CO ₂ Emisiones (kt)	NO _x Emisiones (kt)	SO ₂ Emisiones (Kt)	Generación (GWh)
Turbina de vapor de gas	0.5	0.0	0.0	0.7
Combustión interna	1.4	0.0	0.0	2.0
Totales	1.9	0.0	0.0	2.8

Nota: En BCS se consideró la combustión interna como turbinas de vapor de gas para las estimaciones.

Reserva primaria (400 MW)

Tabla 7.3. Estimación de reducción de las emisiones del SIN asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía (400 MW) correspondientes a la prestación de servicios conexos solo reserva primaria. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	CO ₂ Emisiones (kt)	NO _x Emisiones (kt)	SO ₂ Emisiones (Kt)	Generación (GWh)
Carbón	93.1	0.1	0.3	98.3
Turbina de vapor de gas	20.7	0.0	0.0	29.8
Ciclo combinado	378.0	0.4	0.0	1041.8

Tecnología	CO ₂ Emisiones (kt)	NO _x Emisiones (kt)	SO ₂ Emisiones (Kt)	Generación (GWh)
Turbina de gas de ciclo simple	25.7	0.1	0.0	30.4
Totales	517.5	0.6	0.3	1,200.4

Tabla 7.4. Estimación de reducción de las emisiones de BCS asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía correspondientes a la prestación de servicios auxiliares. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	CO ₂ Emisiones (kt)	NO _x Emisiones (kt)	SO ₂ Emisiones (Kt)	Generación (GWh)
Turbina de vapor de gas	0.013	0.001	0.0	0.017
Combustión interna	0.034	0.001	0.0	0.048
Totales	0.047	0.002	0.0	0.065

Reserva control de Frecuencia (37 MW)

Tabla 7.5. Estimación de la reducción de las emisiones del SIN asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía (37 MW) correspondientes a la prestación de servicios auxiliares que solo responden en frecuencia. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	CO ₂ Emisiones (kt)	NO _x Emisiones (kt)	SO ₂ Emisiones (Kt)	Generación (GWh)
Carbón	8.6	0.0	0.0	9.1
Turbina de vapor de gas	1.9	0.0	0.0	2.8
Ciclo combinado	35.0	0.0	0.0	96.4
Turbina de gas de ciclo simple	2.4	0.0	0.0	2.8
Totales	47.9	0.1	0.0	111.0

Tabla 7.6. Estimación de reducción de las emisiones de BCS asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía correspondientes a la prestación de servicios auxiliares que solo responden en frecuencia. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	CO ₂ Emisiones (kt)	NO _x Emisiones (kt)	SO ₂ Emisiones (Kt)	Generación (GWh)
Turbina de vapor de gas	0.012	0.001	0.0	0.002
Combustión interna	0.031	0.001	0.0	0.006
Totales	0.043	0.002	0.0	0.008



8. Ubicación de las fuentes de almacenamiento

En cuanto a los servicios conexos, la velocidad de respuesta de la tecnología de almacenamiento es decisiva. En ese sentido, actualmente, las baterías pueden ser la mejor opción disponible, dado el nivel de madurez de la tecnología.

La ubicación de los sistemas de almacenamiento de energía (*Energy Storage Systems*, ESS) es un tema de planificación complejo.

Tamaño de carga o demanda: En general, es recomendable ubicarlos cerca de los grandes centros de demanda, porque es allí donde pueden ocurrir variaciones importantes de la demanda que comprometerían la estabilidad del sistema. En ese sentido, cuanto más cerca esté la fuente de equilibrio y más rápida sea la respuesta, mejor.

La debilidad de los nodos: Normalmente, los nodos que requieren compensación reactiva son aquellos que presentan una baja capacidad de cortocircuito (*Short-Circuit Capacity*, SCC). Dichos nodos suelen ser los más alejados de las fuentes de energía (centrales eléctricas), especialmente si se trata de grandes centros de carga.

Como puede observarse, estos criterios son generalmente opuestos, lo que significa que debe haber un intercambio entre ellos. Es por ello que estas decisiones deben tomarse de manera óptima, considerando, al menos, los siguientes criterios:

- a. Elegir un punto geográficamente no muy alejado de los grandes centros de demanda;
- b. Un nodo que se encuentre cerca de los nodos más débiles, porque ahí es donde más se requiere la compensación reactiva;
- c. Un nodo que no sea bastante robusto (en lo que respecta a la capacidad de cortocircuito), porque en ese caso, puede requerir altos grados de compensación reactiva.

La Tabla 8.1 propone ubicaciones de recursos (por ejemplo, BESS) para ayudar a aliviar los problemas de las regiones indicadas del SIN. En algunos casos, se ofrecen dos ubicaciones, porque el área geográfica es tan grande que colocar un recurso en una sola ubicación difícilmente resolverá todos los problemas. Dichos sitios se eligieron en un punto medio entre las regiones analizadas. Asimismo, la acción conjunta de generadores y buses compensados puede ayudar a mitigar problemas de voltaje en una zona.

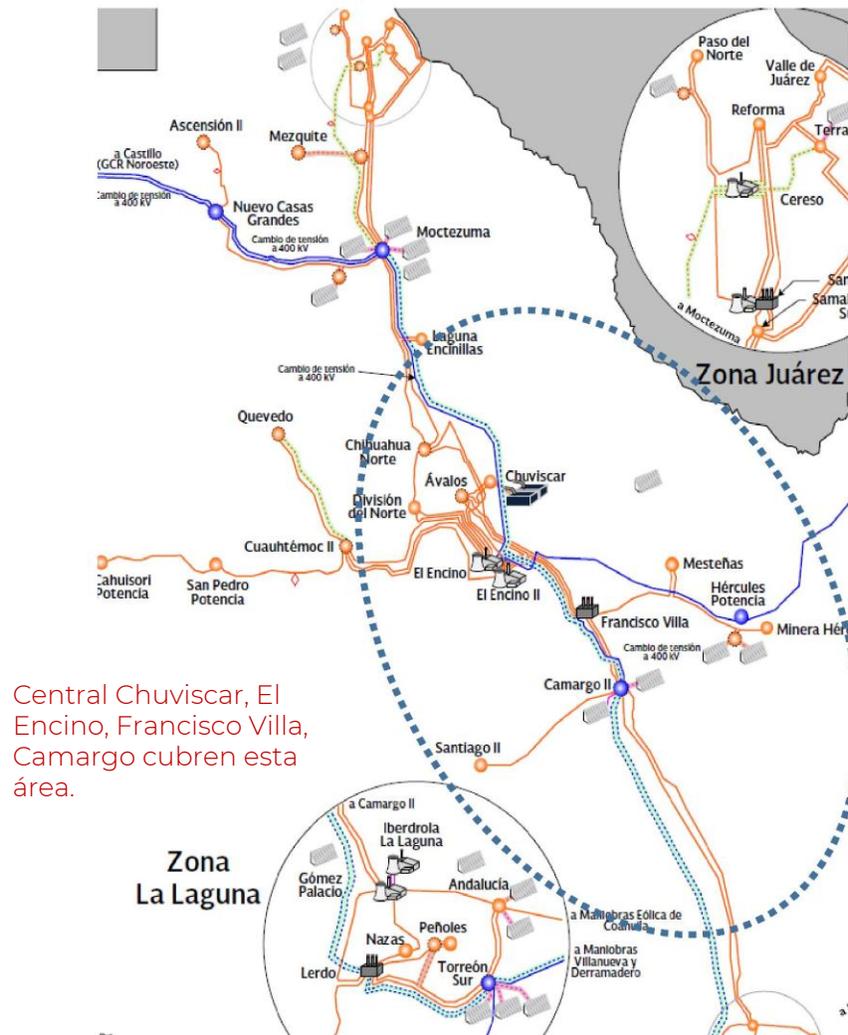
Es fundamental aclarar que en el presente estudio solo se ha tenido en cuenta la frecuencia y el voltaje, ya que son las dos señales eléctricas que representan principalmente la calidad del servicio.

Sin embargo, la planificación y ubicación del ESS para el futuro debe tomar en cuenta otros factores, tales como la capacidad real de las líneas de transmisión en áreas con evidente congestión. El aspecto de la inversión requerida no puede evitarse para la posible inserción de mayor capacidad de generación, tanto en tecnologías convencionales como en tecnologías limpias y mayormente intermitentes.



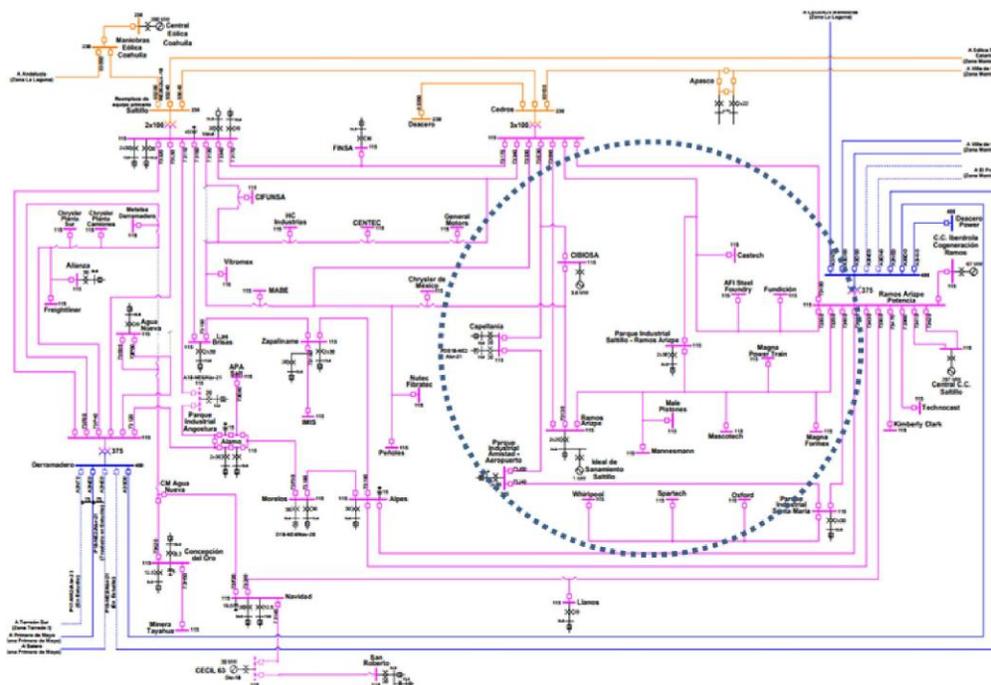
Tabla 8.1. Subestaciones para colocar sistemas de almacenamiento de energía para ayudar a mantener la frecuencia y el voltaje en las regiones indicadas. Fuente: elaboración propia. Fuente: elaboración propia.

Noreste	Norte	Peninsular	Oeste	BCS
Monterrey-Salttillo	Juárez-Chihuahua	Mérida-Cancún	Zimapán	Villa Constitución-La Paz
RAMOS ARIZPE Figura 5.10 (d)	CAMARGO Figura 5.10 (e)	A) RIVIERA MAYA Figura 5.10 (c)	A) SAN LUIS DE LA PAZ B) SILAO Figura 5.10 (b)	A) EL PALMAR B) VILLA CONSTITUCIÓN Figura 5.11



Nota: El área dentro de la línea punteada representa la zona de influencia teórica de compensación

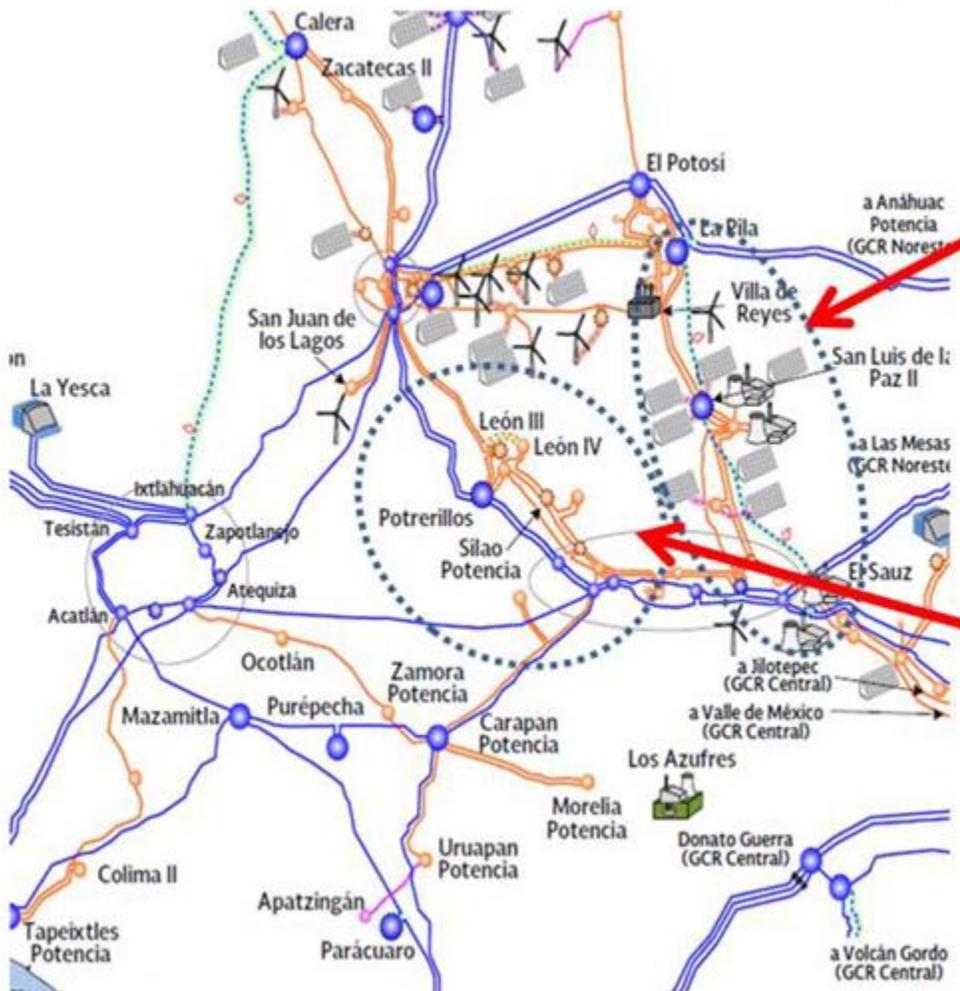
Figura 8.1. Región de control Norte. Fuente: (CENACE, 2018).



Ramos Arizpe cubre esta área industrial. Monterrey no requiere compensación; necesita disminuir SCC.

Nota: El área dentro de la línea punteada representa la zona de influencia teórica de compensación

Figura 8.2. Región de control Noreste. Fuente: (CENACE, 2018).



El Sauz, Villa de Reyes y San Luis de la Paz cubren esta región.

Salamanca y Silao cubren esta región.

Nota: El área dentro de la línea punteada representa la zona de influencia teórica de compensación

Figura 8.3. Región de control Occidental. Fuente: (CENACE, 2018).

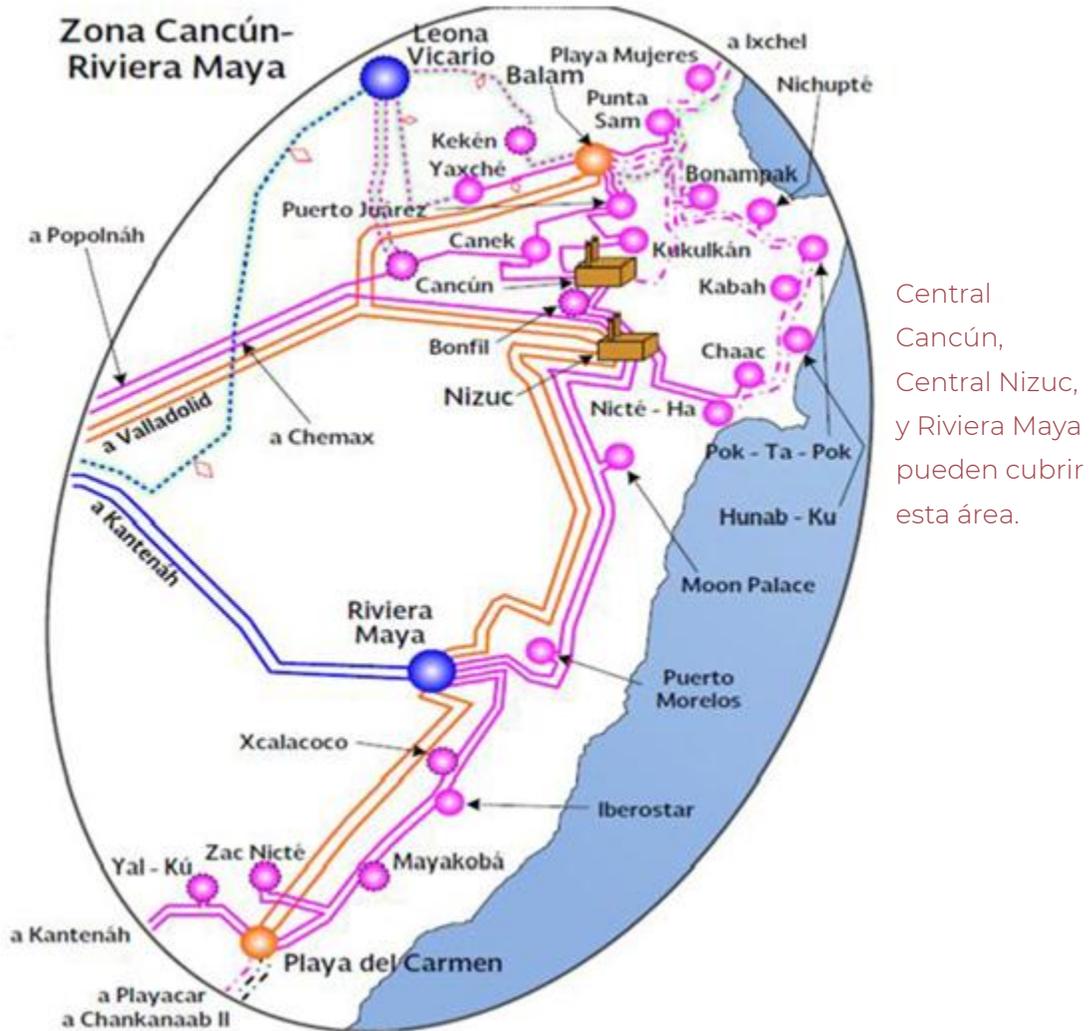
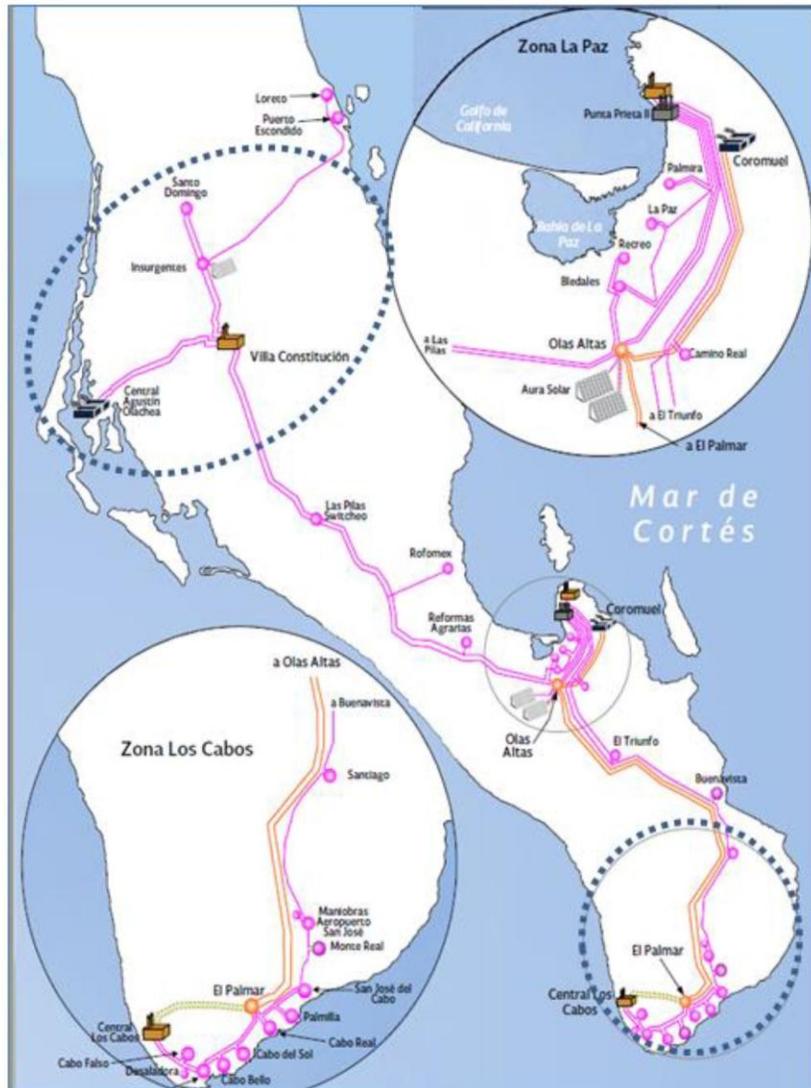


Figura 8.4. Región de control Peninsular. Fuente: (CENACE, 2018).



La compensación de la Central Olachea y Villa Constitución pueden cubrir esta área.



El Palmar y Central Los Cabos pueden cubrir esta área.

Nota: El área dentro de la línea punteada representa la zona de influencia teórica de compensación

Figura 8.5. Baja California Sur. Fuente: (CENACE, 2018).



9. Dimensionamiento de servicios conexos

9.1 Capacidad de demanda por tipo de servicio conexo

Es fundamental para la capacidad de reserva que la tecnología utilizada esté disponible y lista para ser lanzada cuando sea necesario (*Akhil AA et al., 2015*).

Por ejemplo, la batería de iones de litio de 5 MW/5 MWh está en funcionamiento desde 2014 y se considera la primera batería comercial en Europa en participar en el mercado de regulación de frecuencia primaria. Además, también se opera buscando la rentabilidad proporcionando servicios reactivos y de soporte en caso de falta de oferta (*www.fkfoundation.com*).

Se estima que, gracias a su rapidez y precisión en la operación, su capacidad de regulación de frecuencia es equivalente a la proporcionada por una planta de generación convencional de 50 MW.

Aplicación: regulación de la frecuencia

Tamaño de la tecnología de almacenamiento: 10 - 100 MW

Duración de la descarga: 15 minutos - 1 hora

Ciclos mínimos/año: 20 - 50

Cantidades calculadas en proporción al tamaño del área de control.

El voltaje debe mantenerse dentro de los límites especificados (1 ± 0.05 , pu). Normalmente, esto requiere un despacho reactivo suficiente para gestionar los recursos y así compensar los efectos reactivos, de modo que el sistema pueda funcionar de forma estable.

Es posible colocar almacenamiento de energía dentro de la red en ubicaciones estratégicas, o adoptando el enfoque distribuido, y colocar múltiples sistemas de almacenamiento de soporte VAR cerca de grandes cargas (*Akhil AA et al., 2015*).

Por lo tanto, la presencia de sistemas de almacenamiento puede ayudar a aliviar el problema de voltaje utilizando las capacidades de control de los convertidores de conmutación para inyectar o absorber la potencia reactiva necesaria en un momento dado. Por lo tanto, la contribución al control del voltaje está más relacionada, técnicamente, con el dispositivo de conexión que con el propio equipo de almacenamiento. Hoy en día, la mayoría de los convertidores que se utilizan para la conexión a la red son inversores con conmutación automática. Estos utilizan dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del conmutador, como los transistores IGBT y MOSFET. Este tipo de inversor puede controlar libremente la forma de onda del voltaje y la corriente en el lado de la CA, lo que permite el control del factor de potencia de la instalación. Se pueden dividir en convertidores de fuente de corriente (*Current Source Converter, CSC*) y convertidores de fuente de voltaje (*VSC*). El primero, tiene una fuente de corriente aproximadamente constante en la entrada de la CC, mientras que,



en el segundo, la fuente de entrada constante es un voltaje. La mayoría de los dispositivos que se utilizan en la práctica son convertidores VSC.

Aplicación: Control de voltaje

Tamaño del sistema de almacenamiento: 1 - 10 MW

Rango de duración de descarga: 30 minutos

Ciclos mínimos/año: Permanentemente conectado

Los convertidores de potencia de los sistemas de almacenamiento empleados para la regulación de voltaje deben operar a un factor de potencia no unitario para inyectar y extraer potencia reactiva. Esta capacidad está disponible en todos los sistemas de conversión de energía utilizados en los sistemas de almacenamiento actuales. De este modo, no se necesita energía activa de la batería, por lo que el tiempo de descarga y los ciclos mínimos por año no son cruciales en tal situación.

La estabilización del voltaje puede tardar unos minutos, por lo que se puede considerar el soporte con una duración de 30 minutos.

Tabla 9.1. Capacidad por área de control (regulación de frecuencia y de voltaje). Fuente: Elaboración propia.

Área de control	Capacidad de los servicios conexos (MW)
Central	216.58
Este	445.86
Oeste	289.13
Noroeste	126.66
Norte	139.73
Noreste	422.09
Peninsular	59.89
Total	1700.0

Tabla 9.2. BCS (regulación de frecuencia y de voltaje). Fuente: Elaboración propia.

Área de control	Capacidad de los servicios conexos (MW)
BCS	60

9.2 Servicios conexos

Se mostrará el tipo de servicio conexo, por la periodicidad con la que se demandan, la duración del servicio prestado y las tecnologías que los proporcionan.

Los sistemas de almacenamiento proporcionan una reserva activa de energía y potencia y se pueden utilizar para energizar las líneas de distribución y transmisión y para proporcionar energía de la estación para poner en funcionamiento las centrales eléctricas después de un colapso. Por ejemplo, en Fairbanks (Alaska, EE.UU.), Golden Valley Electric Association emplea el sistema de baterías para esta asistencia cuando hay una contingencia con los buses cercanos. La Figura 20 ilustra el funcionamiento de la batería, que muestra la corriente de carga en dos rutas de transmisión. Asimismo, la potencia de arranque en los generadores diésel conectados a Fairbanks hasta que se recupere el enlace. Si el sistema de almacenamiento está ubicado adecuadamente, puede proporcionar una potencia de arranque similar a las centrales eléctricas más grandes (Akhil AA et al., 2015).

Aplicación: arranque autógeno

Tamaño del sistema de almacenamiento: 5 - 50 MW

Duración meta de la descarga: 15 minutos - 1 hora

Ciclos mínimos/año: 10 - 20

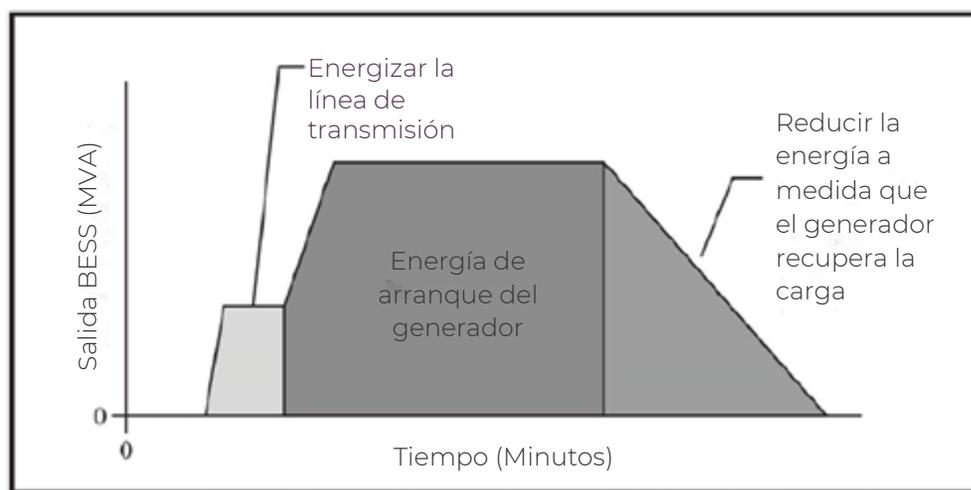


Figura 9.1. Servicio de arranque autógeno por almacenamiento. (SANDIA REPORT, 2015).

De esta forma se podría poner en marcha un sistema aislado, o incluso un sistema eléctrico tradicional, desde un sistema de almacenamiento tras un apagón con pérdida de sincronismo y caída de todo el parque generador.



Tabla 9.3. Servicios conexos para el SIN. Fuente: Elaboración propia

Servicio	Reserva rodante ⁶		Regulación de frecuencia primaria ¹		Respuesta inercial		Arranque autógeno	
Capacidad	Entre 600 y 850 MW.		Entre 300 MW y 400 MW.		Entre 1 MW y 100 MW.		Entre 5 y 50 MW.	
Duración	Entre 1 y 10 minutos.		Entre unos cuantos segundos y 30 minutos.		Unos cuantos segundos		Entre unos cuantos segundos y 1 hora	
Tiempo de respuesta/ciclos por año	Seg	Entre 200 y 400 ciclos/año	Seg	Entre 200 y 400 ciclos/año	Mseg	Entre 200 y 400 ciclos/año	Seg	Entre 10 y 20 ciclos/año
Tecnología que proporciona este servicio	Centrales de ciclo combinado y convencionales.		Centrales de ciclo combinado y convencionales.		Todas las centrales sincronizadas convencionales.		Hidroeléctrica sincronizada en funcionamiento y centrales convencionales sincronizadas, CT.	
Tecnología de almacenamiento que puede proporcionar estos servicios	Las opciones más adecuadas son PHS y CAES para llegar a cientos de MW. Para sistemas de decenas de MW de potencia, las baterías a base de litio, sodio o plomo son una alternativa disponible comercialmente.		Para alcanzar cientos de MW, la opción más adecuada es un PHS sincronizado. Para sistemas de decenas de MW de potencia, las baterías a base de litio, sodio o plomo son una alternativa disponible comercialmente.		Debido a que se requiere una respuesta casi instantánea, las baterías y los sistemas de flujo se identifican como los más adecuados. Se debe tomar en cuenta que, entre las baterías, la capacidad del litio para proporcionar picos de alta potencia define esta tecnología como especialmente adecuada. Además, los		Debido a que se requiere una respuesta rápida, las baterías y las capacidades de flujo se identifican como los sistemas más adecuados. Entre las baterías, la capacidad de las baterías de litio para proporcionar un alto pico de potencia define esta tecnología como particularmente apropiada. Además, los volantes pueden	

⁶ <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/ServConexosSisMEM.aspx>, consultado el 18 de mayo de 2020



Servicio	Reserva rodante ⁶	Regulación de frecuencia primaria ¹	Respuesta inercial	Arranque autógeno
			volantes pueden alcanzar fácilmente decenas de MW y tener un tiempo de respuesta más rápido que el del almacenamiento electroquímico (y una vida útil más larga en términos de ciclabilidad).	alcanzar fácilmente decenas de MW y tener una respuesta más rápida que el almacenamiento electroquímico (y una vida útil más larga en términos de ciclabilidad).

Notas: Seg: segundos, Mseg: Milisegundos; PHS: Almacenamiento hidroeléctrico de bombeo; CAES: Almacenamiento de energía de aire comprimido

Tabla 9.4. Servicios conexos para BCS*. Fuente: Elaboración propia.

Servicio	Reserva rodante ¹	Regulación de frecuencia primaria ¹	Respuesta inercial	Arranque autógeno
Capacidad	38 MW.	42 MW.	Entre 1 MW y 100 MW.	Entre 5 y 50 MW.
Duración	Entre 1 y 10 minutos.	Entre unos cuantos segundos y 30 minutos.	Unos cuantos segundos	Entre unos cuantos segundos y 1 hora
Tecnología que proporciona este servicio	Termoeléctrica	Termoeléctrica	Termoeléctrica y combustión interna.	Turbina de gas, termoeléctrica y combustión interna.

Notas: * El resto de la información es similar a la de la Tabla 9.3

9.3 Dimensionamiento del ESS a nivel regional

Se sugieren las siguientes capacidades para ayudar a mitigar los problemas reactivos locales, en el entendido de que al mismo tiempo son capacidades más que suficientes para mejorar el comportamiento de la frecuencia después de una fuerte perturbación (Figuras 5.5 y 5.6). Es decir, con estas capacidades, se asegura un perfil de voltaje dentro del rango técnicamente aceptable ($\pm 5\%$) y desviaciones de frecuencia controladas durante varios años. También es importante



destacar que los beneficios de dicha compensación se extienden a las capacidades de transmisión para que el aumento del voltaje pueda alcanzar valores más altos.

Con base en estudios previos de desviaciones de frecuencia y compensaciones de potencia reactiva para mejorar el perfil de voltaje, la Tabla 9.5 resume los resultados de las capacidades requeridas para una mejora en la calidad del servicio eléctrico en diferentes zonas del país.

Tabla 9.5. Compensación regional para mejorar el servicio eléctrico. Fuente: Elaboración propia.

Noreste	Norte	Peninsular	Oeste	BCS
Monterrey-Salttillo	Juárez-Chihuahua	Mérida-Cancún	Zimapán	Villa Constitución-La Paz
RAMOS ARIZPE 115 kV	CAMARGO 230 kV	RIVIERA MAYA 230 kV	SAN LUIS DE LA PAZ 230 kV SILAO POTENCIA 230	EL PALMAR 115 kV VILLA CONSTITUCIÓN 115 kV
365 Mvar	148 Mvar	148 MVar	400 Mvar 290 MVar	65 MVar 36 Mvar
y al menos 5.1 MW disponibles para la regulación de frecuencia	y al menos 7.0 MW disponibles para la regulación de frecuencia	y al menos 1.5 MW disponibles para la regulación de frecuencia	y al menos 2.5 MW disponibles para regulación de frecuencia para el área de control del Oeste.	y al menos 6 MW disponibles para la regulación de frecuencia de BCS
Posibles tecnologías desplazadas por región en orden de costo (de mayor a menor precio)/(tiempo medio de desplazamiento)				
a. Ciclo combinado: 6 a 7 hrs.	1. Ciclo combinado: 6 a 7 hrs.	1. Ciclo simple (turbinas de gas): 3 a 5 hrs. 2. Termoeléctrica (turbina de vapor de gas): 6 a 7 hrs. 3. Ciclo combinado: 5 a 6 hrs.	1. Hidroeléctrica: 5 a 6 hrs. 2. Ciclo combinado: 1 a 2 hrs.	1. Ciclo simple (turbinas de gas): 3 a 5 hrs. 2. Combustión interna: 3 a 5 hrs.
Duración de la descarga: 15 min. a 1 hora Ciclos mínimos/año: 20- 50 Fuente: (CRE, 2016)				

En este punto, es de suma importancia manifestar que la información proporcionada en el presente informe ha sido estimada a partir de datos públicos de diversas entidades del gobierno mexicano y que en el caso de la reducción de emisiones se asume que las tecnologías convencionales (ciclo combinado, turbinas de gas, carbón) serán desplazadas por tecnologías



limpias y de almacenamiento para alcanzar las cuotas expresadas en la reducción de contaminantes.

10. Conclusiones

General

Los resultados muestran, para las diferentes áreas de control del Sistema Interconectado Mexicano, que las tecnologías de almacenamiento de energía (ESS) podrían ser empleadas para proporcionar servicios conexos. El ESS permite desviaciones en las señales de frecuencia y voltaje dentro de los límites técnicamente aceptables. Si las desviaciones permitidas son limitadas, se requieren instalaciones más grandes. La velocidad de respuesta de tales tecnologías ESS es fundamental para el éxito del soporte que proporcionan, especialmente en lo que respecta a la frecuencia.

Sobre la integración de Energías renovables variables (VRE, por sus siglas en inglés)

Existe una tendencia sostenida en la integración de la generación limpia. Sin embargo, los estudios técnicos más básicos señalan la necesidad de fortalecer la infraestructura de transmisión, ya que existe un conjunto de tramos que han alcanzado sus límites operativos.

Esto implica que les resultará difícil asimilar el posible crecimiento en generación y demanda si no se toman medidas. Las regiones de control peninsular y noroeste y el sistema aislado de Baja California Sur son especialmente vulnerables.

El ESS podría respaldar la integración de VRE en aquellas regiones con servicios conexos y requisitos de respaldo. Sin embargo, el ESS solo tiene sentido si existen regulaciones para garantizar que el ESS se use con energías limpias o exclusivamente con energía renovable.

La flexibilidad es otro factor importante a tener en cuenta, especialmente en la etapa de planificación de la red, antes de la integración de las energías renovables y las tecnologías de almacenamiento. En este caso, el uso de tecnologías de almacenamiento nos permite dar flexibilidad al sistema y contribuir a mejorar la calidad del servicio prestado por los servicios públicos. En este estudio en particular, se ha prestado atención al comportamiento de la frecuencia y el voltaje.

Sobre la ubicación de los sistemas de almacenamiento

Su ubicación también es importante y, en la medida de lo posible, debe distribuirse por todo el sistema para cubrir la mayor área geográfica.

Algunas regiones geográficas se convierten en casos excepcionales, como las áreas de León, Querétaro, Chihuahua, Riviera Maya, Saltillo, y el sistema aislado de BCS. En estas regiones, debido a los bajos niveles de voltaje, sería conveniente utilizar recursos reactivos para ayudar a soportarlos.

El caso en el que el almacenamiento se distribuye junto con la red, asociado a las instalaciones de generación dispersas o cercanas a áreas de alto consumo es particularmente ventajoso



debido a que significaría que los dispositivos de almacenamiento están cerca de los puntos que requieren un mayor aporte de potencia reactiva.

Respecto al control de la frecuencia

Se ha presentado la posible contribución de los sistemas de almacenamiento de energía para el mantenimiento de la frecuencia del sistema. Esta contribución es significativa en sistemas pequeños (por ejemplo, el sistema BCS), donde las tecnologías asíncronas pueden desplazar una parte considerable de la generación basada en máquinas síncronas. En redes más extensas, las tecnologías de almacenamiento utilizadas en las ubicaciones apropiadas pueden lograr resultados importantes para la frecuencia y el voltaje.

La alta velocidad de respuesta, característica de las baterías, les permite colaborar eficazmente en el control de frecuencia primaria. Sin embargo, en la actualidad, el control de frecuencia de alta velocidad no es un servicio conexo reconocido y no será retribuido.

La reducción de generadores de combustibles fósiles se convierte en un beneficio adicional del ESS. En consecuencia, esto propicia una correcta política de generación diaria para satisfacer la demanda con el uso de tecnologías limpias, lo que requiere el uso de métodos de pronóstico de generación más robustos.

Se han mostrado resultados para cada región del SIN en donde se propone la capacidad de almacenamiento para limitar las excursiones de frecuencia dentro de un intervalo de [0.03, 0.04] Hz, para cambios de carga repentinos de hasta 1.5% del valor de carga del área de control.

Respecto al control de voltaje

A través de los estudios del perfil de voltaje realizados en este proyecto para el SIN, se evidencia la necesidad de coordinación de elementos que manejan potencia reactiva (voltaje de los generadores, reactores/condensadores, tomas de transformadores).

Esto permitiría mejorar el perfil de voltaje, disminuir las pérdidas y lograr un mejor rendimiento de la red.

La electrónica de potencia es una de las herramientas más adecuadas para gestionar la flexibilidad, ya que ofrece todas las herramientas para la gestión de la potencia activa y reactiva. Las instalaciones de almacenamiento de energía basadas en convertidores de fuente de voltaje (VSC) tienen una capacidad intrínseca para ayudar a mantener los voltajes del sistema.

Dentro de los rangos operativos nominales del VSC, la instalación puede proporcionar la entrada o el consumo de energía reactiva necesarios para mantener el voltaje en su nodo de conexión o nodos adyacentes dentro de un intervalo adecuado.

Dentro de los servicios complementarios o conexos para la operación de transporte y distribución, los sistemas de almacenamiento pueden jugar un papel fundamental en el control de voltaje.

Al igual que en el caso de la frecuencia, para el control de voltaje se han propuesto y calculado compensaciones reactivas para mantenerlo dentro de los límites permisibles (1 ± 0.05 por unidad). Convencionalmente, tales compensaciones son capacitivas, aunque, por ejemplo, se podrían usar baterías, y a través de dispositivos electrónicos de potencia se podrían combinar los beneficios del soporte activo y reactivo.

Sobre los requisitos de capacidad

Se ha presentado un estudio técnico para cuantificar la capacidad requerida para mantener la frecuencia y el voltaje en la red mexicana, que se basa en datos de una condición operativa específica en 2018.

Las capacidades calculadas representan una facilidad mínima para ayudar a mejorar el funcionamiento de la red y atender solo un pequeño porcentaje de la capacidad que el CENACE requiere cada hora como servicios conexos.

Este estudio propone el uso de tecnologías de almacenamiento como una alternativa moderna, confiable y robusta para brindar apoyo a la red eléctrica mexicana para mantener la calidad del servicio, y en combinación con la inserción de energías limpias, buscar reducir la emisión de GEI y contaminantes a través de un mayor uso.

Cabe señalar que las formulaciones son un intercambio entre la complejidad y el manejo de la información real. Los modelos se pueden complementar, aunque se estima que los resultados no se modificarán de forma sustancial.

Sobre las emisiones

Es importante destacar que la estimación en las siguientes reducciones son consecuencia del desplazamiento de la generación eléctrica convencional por generación limpia. De lo contrario, resultarán en sobreestimaciones.

Respecto a la reserva total (1,700 MW)

Tabla 10.1. Estimación en reducción de emisiones de CO₂e por área de control. (FE de INEGyCEI).

Tecnología	Carbón	Turbina de gas de ciclo simple	Ciclo combinado	Turbina de vapor	Combustión interna	Total por región
Región	kt CO ₂ e					
Central	0	26	0	39	0	65
Oriental	0	50	154	200	0	404
Occidental	274	23	182	230	0	708
Noroeste	0	3	102	75	0	180
Norte	0	8	170	53	0	231
Noreste	256	28	444	107	0	835
Peninsular	0	57	80	22	0	159
BCS	0	46	0	29	57	132



Total	530	242	1,131	756	57	2,715
-------	-----	-----	-------	-----	----	-------

Tabla 10.2. Estimación en reducción de emisiones de CO₂e por área de control. (FE de IPCC, 2006).

Tecnología	Carbón	Turbina de gas de ciclo simple	Ciclo combinado	Turbina de vapor	Combustión interna	Total por región
Región	kt CO ₂ e					
Central	0.0	25.2	0.0	38.3	0.0	63.5
Oriental	0.0	33.5	149.4	194.7	0.0	377.6
Occidental	216.3	15.3	176.7	224.0	0.0	632.3
Noroeste	0.0	2.2	98.7	73.0	0.0	174.0
Norte	0.0	5.6	164.7	51.9	0.0	222.2
Noreste	202.4	18.9	431.5	104.0	0.0	756.8
Peninsular	0.0	37.8	77.8	21.7	0.0	137.3
BCS	0.0	46.7	0.0	29.8	58.0	134.5
Total	419	185	1,099	737	58	2,498

Tabla 10.3. Comparación de la reducción de emisiones de CO₂ por tecnología y método.

Método	Kindle	IPCC	INEGyCEI
Tecnología	kt CO ₂ e		
Carbón	396	419	530
Turbina de vapor	90	737	756
Ciclo combinado	1,607	138	1,131
Turbina de gas de ciclo simple	109	1,146	242
Combustión interna	1	58	57
Total	2,203	2,498	2,715

Tabla 10.4. Reducción de la generación debido a almacenamiento por tecnología y área de control. (Kindle).

Tecnología	Carbón	Turbina de vapor	Ciclo combinado	Turbina de gas de ciclo simple
Región	(MWh)			
Central		25,526	890,961	
Oriental		34,256	1,195,700	
Occidental	268,249	28,126	981,710	
Noroeste		12,089	421,938	50,853
Norte		8,186	285,701	
Noreste	149,530	15,678	547,231	65,953



Peninsular		2,989	104,316	12,573
BCS		2,795		
Total	417,779	129,645	4,427,557	129,379

Respecto de la reserva para control de frecuencia (37 MW) 2018

Tabla 10.5. Comparación de la reducción de emisiones de CO₂ por tecnología y método. 2018.

Tecnología	Kindle	IPCC	INGyCEI
Región	Total por región		
	kt CO ₂ e		
Central	7.4	1.2	1.2
Oriental	10.0	6.9	7.3
Occidental	13.7	11.5	12.9
Noroeste	4.5	3.2	3.3
Norte	2.4	4.0	4.2
Noreste	8.9	13.7	15.2
Peninsular	1.1	2.5	2.9
BCS	0.0	13.5	13.3
Total	47.9	56.4	60.2

Tabla 10.6. Comparación de reducción de emisiones de CO₂ debido a control de frecuencia con almacenamiento por tecnología y método. 2018.

Método	Kindle	IPCC	INGyCEI
Tecnología	Total por tecnología		
	kt CO ₂ e		
Carbón	8.6	7.6	9.6
Turbina de vapor	35.0	19.9	20.5
Ciclo combinado	2.4	7.2	8.2
Turbina de gas de ciclo simple	1.9	15.8	16.1
Combustión interna	0.031	5.8	5.7
Totales	47.9	56.4	60.2

Respecto de la reserva para control de frecuencia (121 MW) 2033

Para la estimación de la reducción de emisiones en 2033 se hicieron los siguientes supuestos:

- La distribución porcentual de capacidad instalada y participación tecnológica dentro de la matriz cambiará en 2024-2033 según la planificación PIIRCE 2019-2033.



- Los servicios auxiliares aumentan en proporción al aumento de la demanda.

Table 10.7. Comparación de la reducción de emisiones de CO₂ por tecnología y método. 2024-2033.

Tecnología	Kindle	IPCC	INGyCEI
Región	Total per region		
	kt CO ₂ e		
Central	24.3	1.9	2.4
Oriental	32.6	5.6	7.3
Occidental	44.8	7.5	8.0
Noroeste	14.6	2.6	3.2
Norte	7.8	4.2	2.3
Noreste	29.0	9.1	11.1
Peninsular	3.6	1.2	1.7
BCS	0.047	13.5	13.3
Total	156.6	45.6	49.2

Table 10.8. Comparación de reducción de emisiones de CO₂ debido a control de frecuencia con almacenamiento por tecnología y método. 2024-2033.

Método	Kindle	IPCC	INEGyCEI
Tecnología	Total por tecnología		
	Kt CO ₂		
Carbón	28.2	3.9	4.9
Turbina de vapor	114.4	20.0	22.0
Ciclo combinado	7.8	6.4	7.0
Turbina de gas de ciclo simple	6.3	9.4	9.5
Combustión interna	0.034	5.8	5.7
Totales	156.6	45.6	49.2



11. Referencias

Akhil, A. A., Huff, G., Currier, A. B., Kaun, B. C., Rastler, D. M., Bingqing Chen, S., Cotter, A. L., Bradshaw, D. T., Gauntlett, W.D., (January 2015). *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*, SANDIA REPORT SAND2015-XXX Supersedes SAND2013-5131.

Akrami, A., Doostizadeh, M., Aminifar, F. (2019). *Power system flexibility: an overview of emergence to evolution*. J. Mod. Power Syst. Clean Energy, 7(5):987–1007, <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0527-4>

Anderson, P. M., Fouad, A. A. (2008). *Power system control and stability*. John Wiley & Sons.

Angarita, JL, Martínez-Crespo, J, Al Sumaiti, A (2020). *Energy Storage Systems Applications in Mexican Power System*. IEEE Smart Grid Newsletter, April 2020.

Apt, J., Fertig, E., & Katzenstein, W. (2012). Proceedings from 2012 45th Hawaii International Conference on System Science, Smart Integration of Variable and Intermittent Renewables. (pp. 1997 - 2001). Maui, HI. Retrieved from <http://www.computer.org/csdl/proceedings/hicss/2012/4525/00/4525b997.pdf>

Aziza A., Than Ooa, A., Stojcevski, A. (2018). *Analysis of frequency sensitive wind plant penetration effect on load frequency control of hybrid power system*. Electrical Power and Energy Systems 99, 603–617.

Bevrani, H. (2014). *Robust Power System Frequency Control, Power Electronics and Power Systems*, DOI: 10.1007/978-3-319-07278-4_12, © Springer International Publishing, Switzerland.

Calisti, R., L'Abbate, A., Migliavacca, G., Zani, A., Overholt, P., Valentine, O., Marchionini, B. (2016). *Storage and balancing as key elements for future network planning and electricity markets design*. ISGAN Annex 6 Power T&D Systems, Discussion paper, <http://www.iea-isgan.org/storage-and-balancing-as-key-elements-for-future-networkplanning-and-electricity-markets-design/>.

CENACE (2016). *Metodología para el cálculo de los requerimientos de reserva de regulación y reserva rodante en el Sistema Interconectado Nacional*. <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/CalculoReqServCon/Metodolog%C3%ADa%20C%C3%A1lculo%20Req%20SC%20SIN%20v2016%20Enero.pdf>

National Energy Control Center (CENACE). (2017). Ancillary Services. Mar 2020, CENACE web: <http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/ServConexosSisMEM.aspx>

CENACE (Dic. 2017). *Niveles de cortocircuito de la red nacional de transmisión 2020*. Dirección de Planeación y Operación del Sistema. Subdirección de Planeación.

National Energy Control Center (CENACE). (2018). One-line diagrams of the national electricity system 2018-2023. Mar 2018, CENACE web: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202018-2023%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf>



Cohn, N (1967). *Considerations in regulation of interconnected areas*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 87, no. 2, pp. 513-520.

COMISION REGULADORA DE ENERGIA, (April 08, 2016). *Grid code* (in Spanish), DIARIO OFICIAL.

Elgerd O.I. (1982). *Electric energy systems theory: an introduction*, New York, NY: McGraw-Hill Book Company.

Glossary of Term Task Force of North America Electric Reliability Council (August 1996), *Glossary of Terms*.

Hillberg, E., (2019). Flexibility needs in the future power system, Discussion paper. ISGAN Annex 6 Power T&D Systems.

<https://www.fkfoundation.com/es/lithium-ionen.html>, accessed May 18, 2020

IEA (2018). *Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility*. IEA, Paris.

IEEE Standards Coordinating Committee 21 on fuel cells, photovoltaics, dispersed generation, and energy storage (2003). *IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces*.

IEEE Standards Coordinating Committee 21 on fuel cells, photovoltaics, dispersed generation, and energy storage (2018). *IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces*.

IRENA (2017). *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. International Renewable Energy Agency - IRENA.

ISGAN and the Swedish Smart Grid Forum (2018). *Opportunities to Accelerate Smart Grid Deployment through Innovative Market Design*. [Online]. Available: <http://www.iea-iscgan.org/iscgan-side-event-during-cem9-intelligent-market-designboosting-global-smart-grid-deployment/>.

Jayamaha C., Costabeber A., Williams A., Sumner M. (2018). *An independently controlled energy storage to support short term frequency fluctuations in weak electrical grids*. Electrical Power and Energy Systems 103, 562–576.

Kern EC, Gulachenski EM, Kern GA (1989) *Cloud effects on distributed photovoltaic generation: slow transients at Gardner, Massachusetts photovoltaic experiment*. IEEE Trans Energy Convers 4(2):184–190

Kindle A, Shawhan D, Swider M, (Oct 2013). *An Empirical Test for Inter-State Carbon-Dioxide Emissions Leakage Resulting from the Regional Greenhouse Gas Initiative*. New York Independent System Operator.

Kindle A (April 2015). *Four Essays Analyzing the Impacts of Policy and System Changes on Power Sector Emissions*. Dissertation. Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, N.Y.

http://digitool.rpi.edu:8881/R/YNJX9OENF7SHCLDR3SO813P4M4BX1LPG5FO844PMXJ9H4KRIFI-01751?func=search-simple-go&local_base=GEN01&find_code=WTI&request=Four%20essays%20analyzing%20the%20impacts%20of%20policy%20and%20system%20changes%20on%20power%20sector%20emissions



Kundur, P., (1994). *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Education.

SANDIA REPORT (2015), SAND2015-XXX, DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA.

Secretaría de Energía MÉXICO, (2018). *Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista* (in Spanish), DOF 11.01.2018.

Secretaría de Energía MÉXICO, (2019). *Programme for the development of the national electricity system PRODESEN 2019-2033* (in Spanish).

Taylor, C. (1994). *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill Education – Europe

US Federal Energy Regulatory Commission (FERC). (April 24, 1996). Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities Final Rule. *Docket Nos. RM95-8-800 and RM94-7-001*, Issued Orders No. 888 and 889, 1-10.

Wood, A., and B. Wollenberg. (1996). *Power Generation, Control, and Operation*, Second edition. New York: John Wiley and Sons.

Wu, F. F. (November 4, 1998). *Ancillary Services, EE290N Lecture Notes* from University of California, Berkeley.

Xia Y, Ghiocel SG, Dotta D, Shawhan D, Kindle A, Chow JH (Dec 2013). A Simultaneous Perturbation Approach for Solving Economic Dispatch Problems With Emission, Storage, and Network Constraints. Published in: *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol 4, Issue 4.

Xue Y, Starke M, Dong J, Olama M, Kuruganti T, Taft J, Shankar M (2018) *On a future for smart inverters with integrated system functions*. In: 2018 9th IEEE international symposium on power electronics for distributed generation systems (PEDG). Charlotte, NC, USA

Zhaoa C., Malladab E., Lowc SH, Bialek J. (2018). *Distributed plug-and-play optimal generator and load control for power system frequency regulation*. *Electrical Power and Energy Systems* 101, 1–12.