

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

**ANÁLISIS DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN REDES ELÉCTRICAS  
DEBIDO A LA INTERMITENCIA DE ENERGÍA RENOVABLE**

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

GERARDO NERI CHÁVEZ PÉREZ

TUTOR PRINCIPAL

DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS  
FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM

CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MEXICO, AGOSTO DEL 2020



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dra. Escobedo Izquierdo M. Azucena

Secretario: Dr. Quezada García Sergio

1<sup>er</sup> Vocal: Dr. León De Los Santos Gabriel

2<sup>do</sup> Vocal: Dr. Aviña Jiménez Héctor Miguel

3<sup>er</sup> Vocal: M. en C. Beltrán Mora Héctor A.

Lugar donde se realizó la tesis: *Ciudad Universitaria, Ciudad de México*

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Gabriel León de Los Santos

-----  
**FIRMA**

# Resumen

En todo el mundo, la capacidad instalada para la generación de electricidad con fuentes de energías renovables se ha incrementado debido al gran impulso que han tenido estas tecnologías, así como la caída en sus costos de inversión. Sin embargo, aún es un desafío integrarlos adecuadamente dentro de la red eléctrica de distribución. Las principales limitaciones de las fuentes renovables, además de sus costos y su disponibilidad en sitios geográficos específicos, son: intermitencia e incertidumbre de la fuente de energía, tamaño y dependencia del sitio [1].

La naturaleza intermitente total o parcial de la potencia de las fuentes de energías renovables, especialmente eólica y solar, introduce problemas técnicos potenciales que afectan la calidad de la energía, tales como: fluctuaciones en tensión y en la potencia entregada, así como cambios en la frecuencia de la red. A medida que el aporte de energía y potencia de estas tecnologías va tomando cada vez más relevancia en las redes generales de distribución, es necesario realizar estudios del comportamiento de la red ante tales fluctuaciones.

En este trabajo se analiza el impacto de la intermitencia que tienen las tecnologías con energías renovables en el Sistema Eléctrico de Baja California Sur (SE-BCS), específicamente de las centrales fotovoltaicas instaladas hasta el año 2018. El SE-BCS se encuentra aislado del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por lo que debe satisfacer la demanda eléctrica con generación local, lo que incrementa el impacto que tiene las energías renovables en este sistema.

Se obtuvo un modelo generalizado del SE-BCS y se simula las afectaciones posibles que puede tener el sistema ante la salida de las plantas con generación de energías renovables en dos casos de estudio. El Caso 1, se analiza la red en un día típico de poca demanda. En el Caso 2 se analiza la red con la máxima demanda al sistema, y, para mantener la estabilidad de la red para este caso, se realizaron las remediales que marca el Código de Red por: desconexión de carga y por compensación de potencia activa como Reserva Operativa. Además, se proponen bancos de baterías, así como su localización en nodos específicos para mantener el sistema operando.

Este trabajo se llevó a buen término gracias al apoyo del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología en conjunto con la Secretaría de Energía en el marco de otorgamiento de la Beca CONACYT-SECRETARÍA DE ENERGÍA-SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA 2017, y en marcado sobre los planteamientos técnicos del proyecto PAPIIT101418.

*A todos los míos,  
por ser parte de mí,  
que en su definición  
soy yo.*

....

*El más pródigo amor le fue otorgado,  
el amor que no espera ser amado.*

*Borges*

*Simulation, give me something good  
God's creation, so misunderstood...*

*Pledge allegiance to the world's most powerful computer  
Simulation is the future...*

*Claire Boucher (Grimes)*

# Índice

<b>Siglas y abreviaturas .....</b>	<b>ii</b>
<b>Índice de figuras .....</b>	<b>iv</b>
<b>Índice de tablas .....</b>	<b>vi</b>
<b>1.Introducción .....</b>	<b>1</b>
Objetivos .....	2
1.1. Problemas con la integración de las energías renovables a la red eléctrica y estudios previos.....	3
1.2 Servicio y calidad de la energía eléctrica en México .....	4
1.3 Calidad de la energía.....	5
1.4 Energías Renovables y Limpias .....	7
1.5 Importancia del tema .....	8
<b>2.Estabilidad y Estados Operativos de los Sistemas Eléctricos de Potencia en México.....</b>	<b>10</b>
4.1 Flujos de potencia.....	10
2.1 Estabilidad en los sistemas de potencia .....	19
2.2 Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional .....	26
2.3 Control de variables de SEN .....	30
<b>3.Modelado del Sistema Eléctrico de Baja California Sur .....</b>	<b>34</b>
3.1 Estado actual del SE-BCS.....	34
3.2 Modelado del SE-BCS.....	36
<b>4.Simulación y Análisis del Sistema Eléctrico de Baja California Sur .....</b>	<b>44</b>
1.1 Casos de estudios .....	44
4.1 Caso 1: Aportación mayor de potencia de energías renovables .....	46
4.2 Caso 2: Demanda máxima .....	60
4.3 Acciones remediales para el Caso 2 .....	68
<b>5. Conclusiones.....</b>	<b>77</b>
<b>Apéndice A: Método numérico de Newton-Raphson.....</b>	<b>80</b>
<b>Apéndice B: Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia de Baja California Sur .....</b>	<b>83</b>
<b>Apéndice C: Modelos para el SE-BCS .....</b>	<b>87</b>
<b>Apéndice D: Flujos de potencia y anexos para Cas1 y Caso 2 .....</b>	<b>92</b>
<b>Apéndice E: Reportes de Condiciones Operativas del SE-BCS.....</b>	<b>100</b>

# Siglas y abreviaturas

$Y$ :	Admitancia de línea
$A$ :	Amper
$\theta$ :	Ángulo de desfaseamiento entre la tensión y corriente
$\Delta T_e$ :	Cambio en el torque eléctrico
$C$ :	Capacitancia
CENACE:	Centro Nacional de Control de Energía
$T_D$ :	Coeficiente de amortiguamiento del torque
$T_S$ :	Coeficiente del torque de sincronización
CRE:	Comisión Reguladora de Energía
$\Delta\omega$ :	Componente de amortiguamiento del torque
$\Delta\delta_s$ :	Componente del torque de sincronización
$G$ :	Conductancia
$g$ :	conductancia por unidad de longitud de la línea
$\Delta$ :	Conexión en delta
$Y$ :	Conexión en estrella
INDC:	Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional
CA:	Corriente alterna
CC:	Corriente continua
$I$ :	Corriente en CA en función del tiempo
$\tilde{I}$ :	Corriente fasorial
$\theta_I$ :	Desfase de la onda de corriente
$\theta_V$ :	Desfase de la onda de tensión
$CO_2$ :	Dióxido de carbono
$f$ :	frecuencia
fem:	Fuerza electromotriz
Hz:	Hertz
GWh:	Giga Watts hora
$Z$ :	Impedancia total de la línea
$Z_c$ :	Impedancia característica de línea
$L$ :	Inductancia
$\ell$ :	Inductancia por unidad de longitud de la línea
kV:	Kilo Volt
LIE:	Ley de la Industria Eléctrica
$l$ :	longitud de la línea
MVA:	Mega Volt Amper
MW:	Mega Watt
MWh:	Mega Watt Hora
MEM:	Mercado Eléctrico Mayorista



$m^2$ :	Metro cuadrado
$J$ :	Momento total de inercia de la masa del rotor
$j$ :	Número complejo
$\Omega$ :	Ohms
$PU$ :	Por Unidad (cantidad)
$P$ :	Potencia activa
$S$ :	Potencia Aparente
$Q$ :	Potencia reactiva
$X_T$ :	Reactancia de la línea
$X_G$ :	Reactancia del generador
$X_M$ :	Reactancia del motor
$X_i$ :	Reactancia inductiva
$R$ :	Resistencia
$r$ :	Resistencia por unidad de longitud
SENER:	Secretaría de Energía
$s$ :	segundos
SE-BCS:	Sistema Eléctrico de Baja California Sur
SEP:	Sistema Eléctrico de Potencia
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
$V$ :	Tensión en CA en función del tiempo
$V_G$ :	Tensión en las terminales del generador
$V_M$ :	Tensión en las terminales del motor
$\tilde{V}$ :	Tensión fasorial
$E_G$ :	Tensión interna del generador
$E_M$ :	Tensión interna del motor
$TWh$ :	Tera watts hora
$t$ :	Tiempo
$I_{rms}$ :	Valor medio cuadrático de Corriente
$V_{rms}$ :	Valor medio cuadrático de tensión
$\omega$ :	Velocidad angular
$\omega_{sm}$ :	Velocidad sincrónica de la máquina
$V$ :	Volts

# Índice de figuras

Figura 1. Representación gráfica de los fasores de tensión y corriente .....	12
Figura 2. Sistemas del nodo “i” .....	13
Figura 3. Sistema generador-motor .....	21
Figura 4. Modelo generador-motor .....	21
Figura 5. Gráfica de la potencia de salida en función con el desplazamiento angular .....	22
Figura 6. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional [17] .....	27
Figura 7. Estados Operativos de Sistema Eléctrico Nacional [16] .....	28
Figura 8. Sistema Eléctrico de Potencia de Baja California Sur [17]. .....	35
Figura 9. Diagrama unifilar del SE-BCS utilizado para la simulación.....	37
Figura 10. Mapa satelital utilizado para medir las longitudes de línea de SE-BCS.	40
Figura 11. Gráfica de la demanda eléctrica proyectada para el 06/03/2020.....	41
Figura 12. Gráfica de la demanda eléctrica proyectada para el 23/08/2020.....	42
Figura 13. Mapa del Estado de Baja California Sur [24] .....	42
Figura 14. Flujos de potencia para Caso 1 .....	49
Figura 15. Cambios en la tensión y frecuencia para el Nodo 1, Caso 1, primera simulación.....	51
Figura 16. Tensión en los nodos de generación. Caso 1, primera simulación.....	52
Figura 17. Variación en la frecuencia en nodos de generación. Caso 1, Primera simulación.....	52
Figura 18. Tensión en los nodos de carga. Caso 1, primera simulación .....	53
Figura 19. Variación en la frecuencia en los nodos de carga. Caso 1, primera simulación.....	54
Figura 20. Cambios en la tensión y frecuencia para el Nodo 1, Caso 1, Segunda simulación.....	55
Figura 21. Tensión en los nodos de generación. Caso 1, segunda simulación .....	56
Figura 22. Variación en la frecuencia para los nodos de generación. Caso 1, segunda simulación.....	56
Figura 23. Tensión en los nodos de carga. Caso 1, segunda simulación.....	57
Figura 24. Variación en la frecuencia en los nodos de carga. Caso 1, segunda simulación.....	57
Figura 25. Caso 2: Flujos de potencia del SE-BCS .....	63

Figura 26. Cambios en la tensión y frecuencia en el Nodo 1, Caso 2, primera simulación.....	65
Figura 27. Inestabilidad en la potencia para los nodos 1 y 25. Caso 2, primera simulación.....	66
Figura 28. Inestabilidad en la potencia para los nodos 17 y 18. Caso 2, primera simulación.....	66
Figura 29. Cambios en la tensión y frecuencia en el Nodo 1, Caso 2, segunda simulación.....	67
Figura 30. Inestabilidad en la potencia para los nodos 1 y 25. Caso 2, segunda simulación.....	68
Figura 31. Inestabilidad en la potencia para los nodos 17 y 18. Caso 2, primera simulación.....	68
Figura 32. Tensión y frecuencia en el nodo 1, remediación por tiro de carga, simulación 1, Caso 2.....	70
Figura 33. Potencia para los nodos 1 y 25; remediación por tiro de carga, primera simulación, Caso 2 .....	71
Figura 34. Potencia para los nodos 17 y 18; remediación por tiro de carga, primera simulación, Caso 2 .....	71
Figura 35. Tensión y frecuencia en el nodo 1, remediación por tiro de carga, segunda simulación, Caso 2 .....	72
Figura 36. Potencia para los nodos 1 y 25; remediación por tiro de carga, segunda simulación, Caso 2 .....	73
Figura 37. Potencia para los nodos 17 y 18; remediación por tiro de carga, segunda simulación, Caso 2 .....	73
Figura 38. Dirección de los flujos de potencia para el Caso 1 .....	93
Figura 39. Dirección de los flujos de potencia para el Caso 2 .....	94
Figura 40. Dirección de los flujos de potencia para el Caso 2, configuración 1 .....	97
Figura 41 Dirección de los flujos de potencia para el Caso 2, configuración 3 .....	98
Figura 42 Dirección de los flujos de potencia para el Caso 2, configuración 3 .....	99

# Índice de tablas

Tabla 1. Niveles de tensiones de operación para el SEN [7].	6
Tabla 2. Periodos mínimos que una Central Eléctrica debe de operar en frecuencias diferentes al valor nominal sin desconectarse de la red [7]	7
Tabla 3. Niveles de Reserva Operativa para los Estados Operativos del SEN [7]	33
Tabla 4. Centrales eléctricas del SE-BCS	35
Tabla 5. Generadores utilizados para la simulación de SE-BCS	38
Tabla 6. Modelos dinámicos por Central Eléctrica del SE-BCS	39
Tabla 7. Distribución de población por nodo de carga.	43
Tabla 8. Condiciones en Estado Estable para los casos de estudio	45
Tabla 9. Potencia generada, pérdidas y consumo de energía eléctrica	46
Tabla 10. Potencia generada para el Caso 1	46
Tabla 11. Valores de tensiones para el Caso 1	48
Tabla 12. Comparación de tensión para el Caso 1	58
Tabla 13. Comparación de la potencia entregada para el Caso 1	59
Tabla 14. Potencia generada, pérdidas y consumo de energía eléctrica, Caso 2	60
Tabla 15. Generación de electricidad por Central Eléctrica para Caso 2	61
Tabla 16. Valores de tensiones para el Caso 2.	62
Tabla 17. Carga desconectada	69
Tabla 18. Comparación de potencia para restitución del Caso 2 por tiro de carga.	74
Tabla 19. Comparación de tensiones para el Caso 2: remediación por tiro de carga	74
Tabla 20. Análisis para la localización de los bancos de baterías.	76
Tabla 21. Parámetros eléctricos de líneas de transmisión	87
Tabla 22. Modelos para reguladores de tensión	88
Tabla 23. Modelos para reguladores de velocidad	89
Tabla 24. Modelo para regulador de velocidad	89
Tabla 25. Modelos para estabilizadores de potencia	90
Tabla 26. Modelos para las centrales fotovoltaicas	91
Tabla 27. Potencia generada, pérdidas y consumo de energía eléctrica, Caso 2, configuración 1	95
Tabla 28. Potencia generada, pérdidas y consumo de energía eléctrica, Caso 2, configuración 2	95
Tabla 29. Potencia generada, pérdidas y consumo de energía eléctrica, Caso 2, configuración 3	95
Tabla 30. Potencia generada para los flujos de potencia para las configuraciones del Caso 2.	96

# 1.Introducción

En el mundo se busca que la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se efectúe de forma eficiente y confiable; a un costo razonable con el menor número de interrupciones posibles. Así, un solo generador no puede garantizar una operación con un alto grado de confiabilidad, debido a la posibilidad de que falle o se presente una interrupción en el suministro eléctrico. Para garantizar la confiabilidad y el continuo suministro de energía eléctrica, es necesario diversificar la generación eléctrica mediante plantas o centrales dispuestas en puntos estratégicos; ya sea para aprovechar los recursos de generación o la fuente primaria de energía, como también, es necesaria una red que permita la interconexión de los generadores, para trasportar la energía a los puntos de consumo para satisfacer la demanda.

Por otro lado, a través del tiempo, la generación eléctrica con fuentes de energías fósiles como el carbón mineral y los derivados del petróleo han propiciado el rápido deterioro del ambiente causado por los gases de efecto invernadero producidos por la quema de estos combustibles, y que contribuyen al fenómeno del calentamiento global. Por esta razón, en el mundo, se busca nuevas fuentes de energías limpias para reducir y sustituir el consumo de las fuentes de energías de origen fósil.

Las tecnologías con fuentes renovables como el sol y el viento se ven como una opción para contribuir en la reducción de gases de efecto invernadero. Pero una de sus limitantes de estas tecnologías es la intermitencia debido a su naturaleza (cuestiones climatológicas) así como la variación en la disponibilidad y entrega de potencia a la red eléctrica.

En México, se han creado políticas públicas en pro de la generación eléctrica a partir de tecnologías con fuentes renovables para el aprovechamiento de los recursos que tiene el país. Pero poco se ha hablado sobre los problemas que se pueden presentar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) la participación de estas tecnologías debido a que presentan fluctuaciones en la entrega de potencia o, en caso particular, la pérdida total de potencia de una o más centrales que operen con tecnologías que aprovechen los recursos renovables como el sol y el viento.

Así, en este trabajo, se analizó la respuesta del Sistema Eléctrico de Baja California Sur (SE-BCS) ante la intermitencia o pérdida de generación de las centrales fotovoltaicas conectadas a esta red. Las características especiales que hacen que este sistema sea apto para su estudio son: históricamente el SE-BCS se ha mantenido aislado del resto del SEN, cuenta con tres centrales con tecnología solar-fotovoltaica conectadas a la red y, además, tiene un alto potencial de aprovechamiento para estas centrales [2], haciendo posible su modelado para su estudio.

## Objetivos

Estudiar las afectaciones en los parámetros de operación (tensión y frecuencia) en las redes eléctricas debido al efecto de la intermitencia<sup>1</sup> en la generación eléctrica con tecnologías renovables. Así como el analizar la operación de los sistemas de almacenamiento de energía y generación instantánea para reducir los efectos en la tensión y frecuencia mediante el modelado y simulación de las redes eléctricas, sistemas de generación, cargas y sistemas de almacenamiento.

### Objetivos específicos

- Analizar la bibliografía y antecedentes para el estudio de la respuesta en las redes de distribución ante las intermitencias de las energías renovables y cómo afecta la calidad de la energía.
- Modelar y simular una red de transmisión ante la intermitencia de las energías renovables.
- Proponer y analizar el funcionamiento y beneficios de la incorporación de los sistemas de almacenamiento en la red con aporte importante de energía de fuentes renovables intermitentes.
- Analizar los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías para cubrir la demanda de electricidad ante la falta de inyección de potencia activa de las energías renovables a la red.

---

<sup>1</sup> En trabajos hechos por Wang *et al* [26] y [27] muestran como intermitencia la variabilidad en la entrega de potencia activa de las tecnologías con fuentes renovables.

## **1.1. Problemas con la integración de las energías renovables a la red eléctrica y estudios previos**

La intermitencia o la variabilidad natural de las fuentes de energías renovables, en particular las energías solar y eólica, tienen un gran impacto en la operación de las redes eléctricas, así como en los niveles de tensión y frecuencia de la red. La irregular radiación solar debido a las condiciones climáticas, la variación estacional y la localización geográfica pueden producir variaciones de tensión y potencia entregada al sistema de estas tecnologías en el punto de interconexión de la red. Esta fluctuación de tensión se agrava en una sola fase si se tiene un sistema solar fotovoltaico incrementando la tensión entre fase y neutro, por consiguiente, causa desbalance en una fase de la red. Mientras que, para la energía eólica, las dificultades técnicas no solo se producen en el diseño del tipo de aerogenerador, sino también se deben a la intermitencia natural de viento, el equipo eléctrico y las características de interconexión en la red, así como problemas en la calidad de la energía [3].

En general, el flujo de potencia va de la red de transmisión a la red de distribución. Sin embargo, con la integración de las energías renovables con retroalimentación a la red, si la energía generada de esos sistemas es mayor que la demanda de la carga de la red local se tiene como consecuencia que el flujo de potencia fluya de forma inversa (por la entrega de potencia sobrante a la red), ya que las energías renovables generalmente están conectadas a la red de distribución, es decir, cerca de las cargas de los consumidores. La integración de las energías renovables introduce condiciones de desbalance en las fases de la red debido a la conexión desigual en la red de las tecnologías con energías renovables y la diferencia en la entrega de potencia en cada una de las fases. La bidirección de los flujos de potencia en el punto de conexión y el incremento de la tensión también afecta al desempeño del transformador de la red [3].

La operación de la red eléctrica involucra potencia reactiva debido a las cargas de los usuarios, impedancia de las líneas y las mismas tecnologías de fuentes renovables, en particular los generadores de inducción usados en las turbinas eólicas [3].

Con la penetración de la generación distribuida tipo renovable, la inyección de energía eólica y solar se ha convertido en un reto cada vez más grave en las redes de transmisión y distribución. En Lei y Gong [4], propusieron una estrategia operativa simple con baterías de vanadio como sistema de almacenamiento de energía a gran escala, maximizando su uso y considerando las características dinámicas de las baterías, incluyendo la eficiencia y el rendimiento de absorción. Luego, se propuso un modelo matemático para la asignación óptima de estas fuentes de almacenamiento, con el consumo máximo de energía eólica y solar, los costos totales de las baterías de vanadio y los beneficios totales. El modelo matemático propuesto fue resuelto por

un algoritmo de optimización de programación dinámica y se ha aplicado para determinar la potencia óptima de las baterías y las calificaciones de energía en un sistema de distribución de energía real. La viabilidad de la solución está garantizada con base a un modelo de costos por día y los resultados de la simulación demuestran claramente la necesidad de una asignación de almacenamiento óptima y la efectividad del método propuesto.

El estudio realizado por Bordons *et al.* [5], centran su análisis en los temas relacionados con la operación óptima de las microrredes, analizan el conjunto de generadores, cargas y sistemas de almacenamiento de energía de forma aislada y conectados con la red eléctrica, que pueden ser gestionados de manera coordinada para suministrar electricidad de manera confiable. Dan una solución a la problemática tanto para el control y la gestión del reparto de carga entre los distintos generadores y el almacenamiento, como la integración de la microrred en el mercado eléctrico. Los autores muestran algunos resultados experimentales en una microrred de laboratorio, así como una planificación para el mercado eléctrico. Los resultados que obtuvieron indican que el desarrollo de controladores adecuados facilitará una participación competitiva en las energías renovables y la integración de las microrredes en el nuevo modelo del sistema eléctrico estudiado.

Huang [1] propone varias soluciones para abordar los problemas relacionados con la intermitencia de las fuentes renovables. El estudio Incluye el estado actual de la integración de fuentes de energía renovables distribuidas en microrredes, el modelado matemático de cada recurso renovable como el panel solar fotovoltaico y un generador eólico con gestión de almacenamiento de energía. Desarrollaron métodos de pronóstico por modelo de media móvil auto regresivo y método de persistencia para el diseño y la solución del tamaño óptimo y la colocación de energía renovable distribuida mediante algoritmos y programación no lineal. Los enfoques se realizan y validan en tres bancos de prueba de microrredes, para respaldar el hecho de que la generación de energía renovable distribuida se puede integrar gradual y adecuadamente en la red eléctrica.

## **1.2 Servicio y calidad de la energía eléctrica en México**

Con la Reforma Energética del 2013 en México, se abre el sector eléctrico a la libre competencia en la generación y comercialización bajo esquemas de suministro de energía eléctrica, promulgando La Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la cual tiene como finalidad promover el desarrollo sustentable en la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones del servicio público y universal, de energías limpias y la reducción de emisiones contaminantes [6] .



Según la LIE en el Capítulo 1: “De la Planeación y el Control del Sistema Eléctrico Nacional” tiene como objetivo promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y cumplir con los objetivos de energías limpias, donde la Secretaría de Energía desarrollará programas indicativos para la instalación y el retiro de centrales eléctricas, así como la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que se realizarán conforme a los programas que en efecto autorice la SENER [6]. Así, los programas de ampliación y modernización para la Red de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución serán emitidos por la SENER, que incorporarán aspectos relevantes y se desarrollarán bajo los siguientes principios:

- Procurarán la operación del SEN en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- Incluirán los elementos de la Red Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleve la eficiencia, confiabilidad, calidad o seguridad del SEN de forma económicamente viable;
- Se coordinarán con los programas promovidos por el Fondo del Servicio Universal Eléctrico, e
- Incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.

Por esta razón, se deben realizar estudios que permiten la interconexión de tecnologías alimentadas con fuentes renovables para lograr los objetivos propuestos en las políticas públicas. Por lo tanto, se tiene que incorporar nuevos conceptos en materia de regulación conforme a las nuevas necesidades que tiene el sistema, así como en materia de regulación y control de la tensión y frecuencia debido a la alta penetración de las energías limpias en la red.

### **1.3 Calidad de la energía**

La calidad de la energía se define como las características de la energía eléctrica (tensión, corriente y sus relaciones) en función del tiempo y de la frecuencia en un punto dado del sistema eléctrico de potencia (típicamente en el punto de acoplamiento común), que se evalúan contra desviaciones permisibles que se utilizan como

referencias en normas y reglamentos<sup>2</sup>. Por lo tanto, la tensión es uno de los parámetros más importantes en la calidad de la energía, ya que las variaciones de tensión en la línea eléctrica pueden provocar daños parciales o totales en aparatos electrónicos debido a que la maquinaria o equipo electrónico opera a tensiones mayores o menores de los niveles de tensión que los que fueron diseñados. Las variaciones en la frecuencia afectan en mayor parte a motores de inducción variando su velocidad.

En el Código de Red [7], en Estado Operativo Normal del SEN, los Centros de Carga deberán ser capaces de operar y mantenerse conectadas ante fluctuaciones de tensión según la Tabla 1. Para condiciones distintas al Estado Operativo Normal, los Centros de Carga deben de soportar las fluctuaciones de tensión, y deberán de soportar las variaciones de tensión en un lapso hasta de 20 minutos y seguir conectados según la Tabla 1. Después de estos valores o ante condiciones anormales de operación, para prevenir daños y garantizar la seguridad de los usuarios, las fuentes de energía se desconectarán automáticamente del sistema mediante protecciones indicadas dentro del Código de Red.

**Tabla 1.** Niveles de tensiones de operación para el SEN [7].

Tensión nominal [kV]	Estado Operativo Normal		Condiciones distintas al Estado Operativo Normal	
	Tensión máxima. [kV]	Tensión mínima [kV]	Tensión máxima [kV]	Tensión mínima [kV]
400.0	420.0	380.0	440.0	360.0
230.0	245.0	218.5	253.0	207.0
161.0	170.0	152.9	177.1	144.9
138.0	145.0	131.1	151.8	124.2
115.0	123.0	109.2	126.5	103.5
85.0	92.0	80.7	93.5	76.5
69.0	72.5	65.5	75.9	62.1
34.5	38.0	32.7	37.9	31.0
23.0	25.0	21.8	25.3	20.7
13.0	15.0	13.1	15.1	12.4

---

<sup>2</sup> NMX-J-550/4-30-ANCE: COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA (EMC) - PARTE 4-30: TÉCNICAS DE PRUEBA Y MEDICIÓN - MÉTODOS DE MEDICIÓN Y ESTUDIO DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Los rangos de frecuencia ( $f$ ) y periodos por evento en los que los generadores deberán de mantener su conexión a la red, serán definidos por El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) según la Tabla 2. Los tiempos especificados son acumulativos e independientes en cada rango de frecuencia [7].

**Tabla 2.** Periodos mínimos que una Central Eléctrica debe de operar en frecuencias diferentes al valor nominal sin desconectarse de la red [7]

Área síncrona	Rangos de Frecuencia	Tiempo mínimo de operación
Sistema Interconectado Nacional y Baja California	$61.8 \text{ Hz} = f < 62.4 \text{ Hz}$	15 minutos
	$61.2 \text{ Hz} = f < 61.8 \text{ Hz}$	30 minutos
	$58.8 \text{ Hz} = f < 61.2 \text{ Hz}$	<i>Ilimitado</i>
	$58.2 \text{ Hz} = f < 58.8 \text{ Hz}$	30 minutos
	$57.0 \text{ Hz} = f < 58.2 \text{ Hz}$	15 minutos
Sistema de Baja California Sur y Pequeño sistema de Mulegé	$61.8 \text{ Hz} = f < 63.0 \text{ Hz}$	15 minutos
	$61.2 \text{ Hz} = f < 61.8 \text{ Hz}$	30 minutos
	$58.8 \text{ Hz} = f < 61.2 \text{ Hz}$	<i>Ilimitado</i>
	$58.2 \text{ Hz} = f < 58.8 \text{ Hz}$	30 minutos
	$57.0 \text{ Hz} = f < 58.2 \text{ Hz}$	15 minutos

## 1.4 Energías Renovables y Limpias

Las energías renovables son todas aquellas que residen en los fenómenos de la naturaleza (como solar y eólica), en procesos o materiales susceptibles a ser transformados en energía (biomasa) que se pueda aprovechar por el ser humano, y se pueda regenerar naturalmente, así, estén disponibles de una forma continua o periódica y que al ser generadas no liberen emisiones contaminantes [8].

### Energía solar

Es la energía que radia el sol en forma de ondas electromagnéticas (infrarrojo, luz visible y ultravioleta) que llega a la superficie de la tierra. Esta energía es variable ya que está en función de la situación atmosférica (nubes, niebla, smog, etc.) y época del año (día-noche, estación del año). Los medios por los cuales se puede aprovechar se pueden englobar en dos grupos: térmicos y fotovoltaicos. Los térmicos transforman la energía solar en energía térmica, ya sea para calentar agua, aire u otra sustancia. Los fotovoltaicos transforman la energía solar en energía eléctrica, aprovechando el efecto fotoeléctrico en los semiconductores de las celdas solares [9].

## **Energía eólica**

La energía eólica es la energía cinética de una masa en movimiento o corriente de aire. Su origen se encuentra en la diferencia de temperaturas y densidades del aire en la atmosfera producidas por las diferentes intensidades de radiación solar, por lo que produce corrientes de aire ascendentes y descendentes, formando anillos de circulación de viento. Entonces, la energía eólica es parte de la energía solar que incide sobre la tierra. Su potencial energético está en función de las condiciones climáticas, geográficas y estacionales. El aprovechamiento de esta fuente es su conversión directa en energía mecánica a través del giro de una turbina con cierta capacidad. La energía mecánica resultante se puede transformar posteriormente en energía potencial (bombeo de agua) o energía eléctrica (por el acoplamiento de un generador eléctrico al eje de la turbina) [9].

## **Cogeneración eficiente**

Se define cogeneración como la producción secuencial de energía térmica y eléctrica aprovechable en los procesos industriales o comerciales a partir de una misma fuente de combustible. En México, se considera como cogeneración a la generación de energía eléctrica producida en conjunto con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas; la producción de forma directa o indirecta de electricidad mediante la energía térmica que no se aproveche en los procesos. Por esta razón, se tiene ahorros en combustibles a partir de generar electricidad con la cogeneración, además que se tiene una mayor eficiencia en la producción de energía y puede reducirse las pérdidas eléctricas en las líneas de transmisión por el aprovechamiento simultaneo [10].

### **1.5 Importancia del tema**

Para el sector eléctrico es imprescindible el suministro continuo, sustentable y de calidad a los usuarios. Para que esto se cumpla, las energías renovables deben de integrarse de forma óptima a la red. Además, las políticas públicas orientan hacia la modernización de las redes y al incluir dichas tecnologías, y dan los primeros pasos hacia la modernización de las líneas a redes inteligentes.

Mostrar que tales afectaciones se pueden presentar en las redes eléctricas, y que por tal motivo es necesario su estudio, y así poder caracterizar los parámetros de operación, desempeño de las redes, así como las especificaciones para el acoplamiento de sistemas híbridos de turbinas de gas o la instalación baterías en las redes eléctricas para compensar la potencia perdida debido a la intermitencia de las tecnologías con fuentes renovables, como una posible solución a la problemática que

se tiene en México por el retraso en el uso de estos sistemas y equipos en el nuevo Mercado Eléctrico.

## 2. Estabilidad y Estados Operativos de los Sistemas Eléctricos de Potencia en México

Para el análisis, planeación y expansión de un SEP es necesario realizar estudios de estabilidad que ayuden a evaluar el impacto de los disturbios en el comportamiento electromecánico dentro del sistema, los cuales se pueden ordenar en dos tipos [11] [12]:

- *Estado estable*: Un sistema de potencia se dice que está en estado estable si todas las cantidades físicas que se miden o se calculan se pueden considerar constantes para el propósito del estudio y si mantiene su operación normal ante un disturbio pequeño.
- *Estado transitorio*: Cuando sucede un disturbio grande, como las fallas de los sistemas de transmisión, los cambios repentinos de carga, la pérdida de unidades generadoras de electricidad y las maniobras en las líneas, ocasionando un disturbio en las condiciones de operación en estado estable.

Dentro del Código de Red se establecen los protocolos y los Estados Operativos para el SEN ante una contingencia o disturbio que ponga en riesgo la estabilidad del sistema.

En este capítulo se hace una revisión de los conceptos necesarios para adentrarnos a los estudios de estabilidad de los SEP tanto para el Estado Estable con estudios de flujos de potencia, como para la dinámica del sistema ante un disturbio como la pérdida de generación.

### 4.1 Flujos de potencia

Los SEP transmiten la energía por medio de corriente alterna (CA), donde la tensión y la corriente son ondas sinusoidales las cuales viajan a una velocidad angular ( $\omega$ ), y con un desfase entre sí ( $\theta$ ), así, se pueden expresar en las ecuaciones [11]:

$$V = \sqrt{2} V_{rms} \cos(\omega t + \theta_v) \quad 1$$

$$I = \sqrt{2} I_{rms} \cos(\omega t + \theta_i) \quad 2$$

Dónde:

$V$ : Tensión en CA en función del tiempo

$I$ : Corriente en CA en función del tiempo

$V_{rms}$ : Valor medio cuadrático de tensión

$I_{rms}$ : Valor medio cuadrático de Corriente

$\omega$ : Velocidad angular dada por:

$$\omega = 2\pi f$$

3

$f$ : Frecuencia de la red

$t$ : Tiempo

$\theta_V$ : Desfase de la onda de tensión

$\theta_I$ : Desfase de la onda de corriente

Una señal sinusoidal se puede representar de forma fasorial empleando la identidad de Euler:  $e^{j\beta} = \cos \beta + j\text{sen } \beta$ , por consiguiente:

$$\cos \beta = \text{Re}\{e^{j\beta}\} = \text{Re}\{\cos \beta + j\text{sen } \beta\}$$

4

Donde  $\text{Re}$  se refiere a *la parte real de*. Reescribiendo la ecuación 1 se tiene

$$V = \text{Re}\{V_{rms} e^{j(\omega t + \theta_V)}\} = \text{Re}\{V_{rms} e^{j\theta_V} \sqrt{2} e^{j\omega t}\}$$

5

Al observar que el término compuesto por  $\sqrt{2} e^{j\omega t}$  permanece sin cambio a pesar de todos los cálculos anteriores, la información que buscamos está representada de forma fasorial de tensión y de corriente como:

$$\tilde{V} = V_{rms} e^{j\theta_V} = V_{rms} \angle \theta_V$$

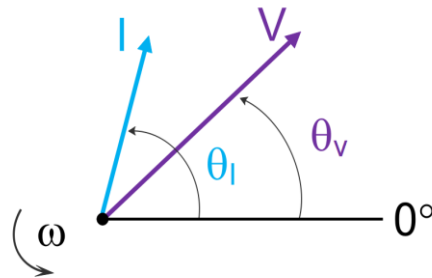
6

$$\tilde{I} = I_{rms} e^{j\theta_I} = I_{rms} \angle \theta_I$$

7

Por lo que un fasor es un número compuesto que representa una magnitud y un desfase de una senoide, el cual gira a una velocidad constante  $\omega$  ( $\text{rad}/s$ ) con un

desfasamiento  $\theta$ . El termino fasor se utiliza en vez de vector, ya que el ángulo se basa en el tiempo más que en el espacio [13]. En la Figura 1 se muestra la representación gráfica de los fasores de tensión y corriente.



**Figura 1.** Representación gráfica de los fasores de tensión y corriente

De esta forma se puede hacer el cálculo en forma compleja y de manera conveniente de la potencia real y reactiva. Al producto de la tensión por el conjugado de la corriente de forma fasorial se le llama potencia aparente.

$$S = \tilde{V}\tilde{I}^* = V_{rms}e^{j\theta_V}I_{rms}e^{-j\theta_I} = V_{rms}\angle\theta_V * I_{rms}\angle -\theta_I \quad 8$$

$$S = V_{rms} * I_{rms}\angle\theta_V - \theta_I = V_{rms} * I_{rms}\angle\theta \quad 9$$

$$\theta = \theta_V - \theta_I \quad 10$$

Donde:

$S$  : Potencia aparente

$\theta$ : Ángulo de desfasamiento entre la tensión y corriente.

La potencia aparente se puede escribir como:

$$S = V_{rms} * I_{rms}(\cos\theta + jsen\theta) = P + jQ \quad 11$$

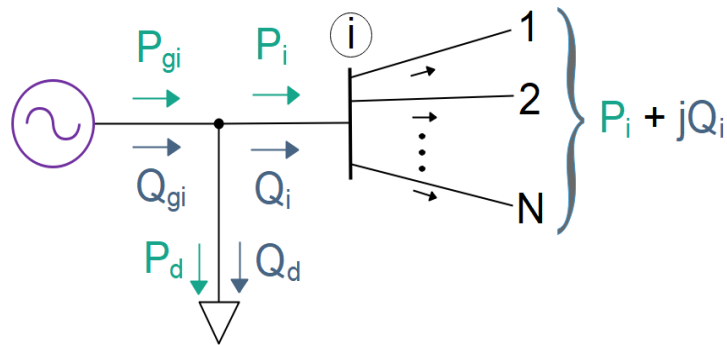


$$P = V_{rms} * I_{rms} \cos \theta \quad 12$$

$$Q = V_{rms} * I_{rms} \text{sen} \theta \quad 13$$

La potencia activa ( $P$ ) es la parte real de la potencia aparente, y se define como el promedio en la cual oscila la potencia instantánea, representado la potencia útil o con la cual se realiza el trabajo. Mientras que, la parte imaginaria de la ecuación 11 corresponde a la potencia reactiva ( $Q$ ) y es el valor promedio de la segunda componente de la potencia instantánea. La potencia reactiva será positiva cuando el ángulo de fase  $\theta = \theta_V - \theta_I$  entre la tensión y la corriente sea positivo esto es,  $\theta_V > \theta_I$ , lo cual significa que la corriente está atrasada con respecto a la tensión. Cuando  $\theta$  sea negativo ( $\theta_V < \theta_I$ ), la corriente está adelantada con respecto a la tensión. Así para un circuito inductivo se tiene un signo positivo en la potencia reactiva, y un signo negativo para un circuito capacitivo [11], [13].

Para el análisis de flujos de potencia es necesario establecer un modelo en los puntos donde se entrega potencia y otro punto donde se consume. Así, en una fuente de generación se tiene una inyección positiva y para las cargas se tiene un valor negativo de inyección. Para ilustrar mejor el problema, se tiene un nodo de carga "i" como se muestra en la Figura 2.



**Figura 2.** Sistemas del nodo "i"

La tensión en el nodo "i" del sistema está dado por:

$$\tilde{V}_i = V_i \angle \delta_i = V_i [\cos(\delta_i) + j \text{sen}(\delta_i)] \quad 14$$

La corriente total que se inyecta a la red a través del nodo “i” en términos de las admitancias  $Y_{iN}$  (siendo las líneas que van del nodo “i” a otros nodos: 1, 2, ... N), está dada por la suma:

$$\tilde{I}_i = Y_{i1}\tilde{V}_1 + Y_{i2}\tilde{V}_2 + \dots + Y_{iN}\tilde{V}_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}\tilde{V}_n \quad 15$$

Las potencias reales ( $P_i$ ) y reactivas ( $Q_i$ ) totales que entran a la red por el nodo “i” se definen como:

$$P_i - Q_i = \tilde{V}_i^* \left[ \sum_{n=1}^N Y_{in}\tilde{V}_n \right] \quad 16$$

La admitancia de una línea se puede expresar como:

$$Y_{in} = |Y_{in}| \angle \theta_{in} \quad 17$$

Sustituyendo las ecuaciones 14 y 17 en la ecuación 16 se tiene:

$$P_i - Q_i = \sum_{n=1}^N |Y_{iN}| * V_i * V_n \angle (\theta_{iN} + \delta_n + \delta_i) \quad 18$$

Separando las potencias activas y reactivas de la anterior ecuación tenemos:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}| V_i V_n \cos(\theta_{in} + \delta_n + \delta_i) \quad 19$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in}| V_i V_n \sen(\theta_{in} + \delta_n + \delta_i) \quad 20$$

Así, las ecuaciones 19 y 20 constituyen la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia, las cuales nos dan los valores a calcular para las potencias reales y activas totales que entran a la red a través de un nodo “i”. Sea  $P_{gi}$  la potencia generada programada en el nodo “i” y  $P_d$  la potencia demanda programada en este nodo. La suma de estas dos cantidades nos da como resultado  $P_{i,prog}$  como la potencia programada total que se está inyectado a la red por el nodo “i” como se muestra en la Figura 2 dada por:

$$P_{i,prog} = P_{gi} - P_d \quad 21$$

Ahora, se nombra al valor calculado de  $P_i$  como  $P_{i,cal}$  para definir el error  $\Delta P_i$  como:

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,cal} = (P_{gi} - P_d) - P_{i,cal} \quad 22$$

De igual manera, se tiene la misma expresión para la potencia reactiva:

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,cal} = (Q_{gi} - Q_d) - Q_{i,cal} \quad 23$$

Estos errores ocurren durante el desarrollo de la solución de un problema de flujos de potencia, cuando al calcular las potencias reales y reactivas no coinciden con los valores programados. Cuando los valores de  $P_{i,cal}$  y  $Q_{i,cal}$  son iguales a  $P_{i,prog}$  y  $Q_{i,prog}$  los errores  $\Delta P_i$  y  $\Delta Q_i$  son cero para el nodo “i”, dando así las siguientes ecuaciones de balance de potencia

$$P_i - P_{i,prog} = P_i - (P_{gi} - P_d) = 0 \quad 24$$

$$Q_i - Q_{i,prog} = Q_i - (Q_{gi} - Q_d) = 0 \quad 25$$

Por lo tanto, en cada nodo se tienen cuatro cantidades desconocidas:  $P_i$ ,  $Q_i$ , el ángulo de tensión  $\delta_i$ , y la magnitud de la tensión  $V_i$ . Sólo se tiene dos ecuaciones como las ecuaciones 24 y 25 para cada nodo, por lo que se debe de considerar reducir el número de cantidades desconocidas para que así se tenga el mismo número de incógnitas como de ecuaciones disponibles. En general, para el estudio de flujos de potencia se identifican tres tipos de nodos en la red, de los cuales se especifican dos

de las cuatro cantidades antes mencionadas para calcular las restantes. De acuerdo con el siguiente análisis, se especifican las cantidades a calcular [11]:

1. Nodos de carga: Son nodos que no tienen generación ( $P_{gi}$  y  $Q_{gi}$  son cero) y las potencias  $P_d$  y  $Q_d$  son tomadas del sistema por la carga por lo que son estradas negativas al sistema. Los valores por calcular en esta barra son los de  $V_i$  y  $\delta_i$
2. Nodos de tensión controlado: En los nodos donde la magnitud de tensión es constante se consideran nodos de tensión controlado. En los nodos donde se encuentren generadores conectados se puede controlar la generación por medio de ajustes en la fuente de energía mecánica y la magnitud en la tensión puede ser controlada mediante ajustes en la excitación del generador. Tomando estas consideraciones en los nodos de generación se puede especificar  $P_{gi}$  y  $V_i$ , pero la potencia reactiva  $Q_{gi}$  no se puede conocer por anticipado ya que se tiene que calcular dicha cantidad para mantener la tensión programada  $V_i$ . En cada barra de generación las cantidades a calcular son  $Q_{gi}$  y  $\delta_i$ .
3. Nodos de compensación: El ángulo de la tensión del nodo de compensación sirve como referencia para los ángulos de las demás tensiones de nodo. En la práctica, es común seleccionar a  $\delta_1 = 0^\circ$  pero este término es arbitrario, de igual manera, la magnitud de tensión  $V_1$  se especifica. Teniendo en cuenta estos supuestos, no es necesario incluir una ecuación para este nodo.

## Método de Newton-Raphson para la solución del cálculo de flujos de potencia

El Método de Newton-Raphson se basa en la expansión de la serie de Taylor de funciones de una o más variables; en el Apéndice A se explica con mayor detalle este procedimiento. Las ecuaciones 19 y 20 son ecuaciones generalizadas, donde el subíndice  $n$  nos dice el número del nodo con el cual interactúa el nodo  $i$  por medio de una línea ( $Y_{in}$ ) se tiene:

$$P_i = \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |Y_{in}| V_i V_n \cos(\theta_{in} + \delta_n + \delta_i) \quad 26$$

$$Q_i = - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |Y_{in}| V_i V_n \text{sen}(\theta_{in} + \delta_n + \delta_i) \quad 27$$

Ahora, se considera que en todos los nodos son de carga con demandas conocidas ( $P_d$  y  $Q_d$ ) con excepción del nodo de compensación, ya que este nodo tiene los valores especificados de  $V_i$  y  $\delta_i$ , mientras que para los demás nodos de la red se tiene que calcular estas dos variables. En convención, los valores son positivos para la inyección de potencia, mientras que, los valores de carga con demanda conocida serán negativos.

Al rescribir las ecuaciones 22 y 23 de errores de potencia, los últimos términos las derivadas parciales con respecto a la tensión se dividen y multiplican por sus respectivas magnitudes de tensión sin modificar sus valores para su mejor manejo.

$$\begin{aligned} \Delta P_i = & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \dots + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} \Delta \delta_n + V_2 \frac{\partial P_i}{\partial V_2} \frac{\Delta V_2}{V_2} + \\ & V_3 \frac{\partial P_i}{\partial V_3} \frac{\Delta V_3}{V_3} + \dots + V_n \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \frac{\Delta V_n}{V_n} \end{aligned} \quad 28$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_i = & \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \dots + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \Delta \delta_n + \frac{\partial Q_i}{\partial V_2} \frac{\Delta V_2}{V_2} + \\ & V_3 \frac{\partial Q_i}{\partial V_3} \frac{\Delta V_3}{V_3} + \dots + V_n \frac{\partial Q_i}{\partial V_n} \frac{\Delta V_n}{V_n} \end{aligned} \quad 29$$

Para cada barra del sistema que no es de compensación se tiene dos ecuaciones parecidas a  $\Delta P_i$  y  $\Delta Q_i$ . Al tomar todas las ecuaciones de error y formar una matriz-vector se llega a

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} & V_2 \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & V_N \frac{\partial P_2}{\partial V_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} & V_2 \frac{\partial P_N}{\partial V_2} & \dots & V_N \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} & V_2 \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & V_N \frac{\partial Q_2}{\partial V_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} & V_2 \frac{\partial Q_N}{\partial V_2} & \dots & V_N \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_N \\ \frac{\Delta V_2}{V_2} \\ \vdots \\ \frac{\Delta V_N}{V_N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_N \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \end{bmatrix} \quad 30$$

En el sistema de ecuaciones anterior, no se puede incluir  $\Delta P_1$  y  $\Delta Q_1$  para el nodo de compensación ya que no están definidos cuando  $P_i$  y  $Q_i$  no se programan. Al igual, se omiten las ecuaciones para  $\Delta V_1$  y  $\Delta \delta_1$  porque ambas son cero en el nodo de compensación.

La solución de la ecuación 30 se obtiene por iteración de la siguiente manera:

- Proponer los valores  $V_i^{(0)}$  y  $\delta_i^{(0)}$  en las variables de estado.
- Se usan los valores estimados para calcular:

$P_{i,cal}^{(0)}$  y  $Q_{i,cal}^{(0)}$  de las ecuaciones 26 y 27, así como los errores  $\Delta P_i^{(0)}$  y  $\Delta Q_i^{(0)}$  de las ecuaciones 28 y 29 y los elementos de la Jacobiana

- Resolver la ecuación 30 para las correcciones iniciales para  $\Delta V_i^{(0)}/V_i^{(0)}$  y  $\Delta \delta_i^{(0)}$
- Con las correcciones encontradas se suman a los valores estimados para obtener

$$\Delta \delta_i^{(1)} = \delta_i^{(0)} + \Delta \delta_i^{(0)} \quad 31$$

$$V_i^{(1)} = V_i^{(0)} + \Delta V_i^{(0)} = V_i^{(0)} \left( 1 + \frac{\Delta V_i^{(0)}}{V_i^{(0)}} \right) \quad 32$$

- Con los nuevos valores de superíndice 1, se usan como valores iniciales para la iteración 2 y se continua con el proceso.

En términos generales, las ecuaciones de actualización para los valores iniciales de las variables de estado son:

$$\Delta\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \quad 33$$

$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \Delta V_i^{(k)} = V_i^{(k)} \left( 1 + \frac{\Delta V_i^{(k)}}{V_i^{(k)}} \right) \quad 34$$

Este proceso se repite hasta que la corrección sea tan pequeña en magnitud que satisfaga la condición del índice de precisión seleccionado  $\varepsilon$  definido por:

$$\left| \Delta\delta_i^{(k+1)} \right| < \varepsilon \quad 35$$

$$\left| V_i^{(k+1)} \right| < \varepsilon \quad 36$$

## 2.1 Estabilidad en los sistemas de potencia

La estabilidad o el estado normal de operación de los sistemas de potencia es una prioridad en la operación de una red eléctrica. En este estado, se dice que todos los generadores se encuentran sincronizados a una misma velocidad de generación, por lo que la estabilidad está influenciada por la dinámica del generado. Cualquier disturbio grande o pequeño puede afectar la sincronización de sistema. [12]

Es de interés evaluar la estabilidad de un SEP para conocer su comportamiento cuando es sometido a un disturbio, el cual puede ser pequeño o grande. La variación de carga en el sistema se considera un disturbio pequeño donde el sistema ajusta los valores por sí mismo ante el cambio en los parámetros eléctricos. El sistema debe de ser capaz de operar satisfactoriamente bajo estas condiciones y alimentar exitosamente la demanda máxima de la carga. También debe de soportar numerosos disturbios de diferentes naturalezas, como un corto circuito en una línea de transmisión, la pérdida grande de generación o carga, o la pérdida de conexión entre dos subsistemas. La respuesta del sistema ante un disturbio involucra muchos equipos de control, protección, entre otros.

A continuación, se expondrá brevemente una introducción de los conceptos básicos para el análisis expuesto en esta tesis.

## **Características de la máquina síncrona**

La máquina síncrona tiene dos elementos esenciales: el campo magnético que se encuentra en el rotor y el campo rotatorio en los devanados de armadura en el estator. Cuando el campo del rotor es movido por un primo motor, el campo magnético del rotor induce tensiones que se alternan en las tres fases en los devanados del estator. La frecuencia en las tensiones inducidas y en la corriente resultante que fluye de los devanados del estator hacia la carga dependen de la velocidad angular del rotor. Así, la frecuencia de los parámetros eléctricos del estator está sincronizado con la velocidad mecánica del rotor [12].

Cuando se tiene dos o más máquinas síncronas que se encuentran interconectadas a través de una red eléctrica, las tensiones y las corrientes de estator de todas las máquinas deben de tener la misma frecuencia, así como la velocidad mecánica del rotor de cada una de ellas. Por consiguiente, los rotores de todas las máquinas síncronas interconectadas deben de estar en sincronismo [12].

La interacción entre el campo magnético entre el rotor y el estator tiene como resultado un torque electromagnético, donde los dos campos tienden a alinearse entre ellos por sí mismos. En un generador, este torque electromagnético se opone a la rotación del rotor, por lo que el torque mecánico debe ser aplicado por el primo motor para mantener la rotación. La potencia de salida o el torque eléctrico en el generador es dado solo por el torque mecánico que es aplicado por medio del primo motor. El efecto de incrementar el torque mecánico tiene como resultado una nueva posición relativa del rotor con respecto al campo magnético rotatorio en el estator. Consecuentemente, una reducción del torque mecánico genera un atraso de la posición relativa del rotor. En estado estable, el campo del rotor y el campo rotatorio del estator giran a la misma velocidad. Por lo tanto, existe una separación angular entre los dos campos que depende del torque eléctrico o el campo magnético del estator y el torque mecánico suministrado en el rotor [12].

## **Relación de potencia y ángulo**

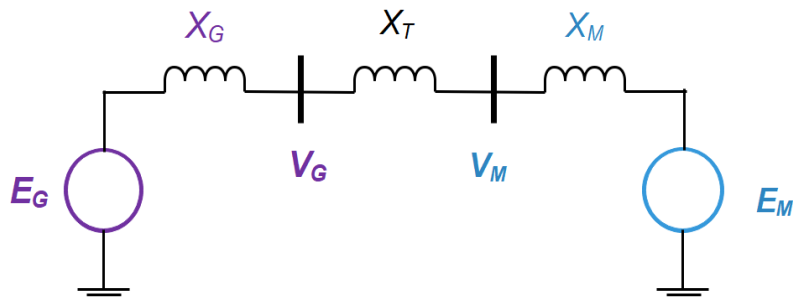
Una importante relación en los SEP es la que guarda el intercambio de potencia y la posición angular del rotor de una máquina síncrona. Para explicar este fenómeno, en la Figura 3 se muestra un pequeño sistema que consta de dos máquinas síncronas conectadas por una línea de transmisión, donde la máquina 1 es un generador y la máquina 2 es un motor [12].





**Figura 3.** Sistema generador-motor

El generador trasfiere la energía al motor, la cual está en función de la separación angular ( $\delta_s$ ) entre los dos rotores de las máquinas. Esta separación angular se debe a tres componentes del sistema: el ángulo interno en el generador  $\delta_G$  (ángulo formado entre el campo del rotor y el campo rotatorio en el estator), la diferencia angular entre las terminales del generador y motor  $\delta_L$  (ángulo por medio del cual el campo rotatorio del generador gobierna al del motor) y el ángulo interno en el motor  $\delta_M$  (ángulo formado por el atraso con las revoluciones del campo en el estator). Para ilustrar mejor el problema, en la Figura 4 se muestra el modelo del sistema usado para determinar la relación potencia-ángulo. En este simple modelo incluye una tensión interna detrás de una reactancia que es usada para representar a cada máquina síncrona [12].



**Figura 4.** Modelo generador-motor

Donde:

$E_G$ : Tensión interna del generador

$E_M$ : Tensión interna del motor

$V_G$ : Tensión en las terminales del generador

$V_M$ : Tensión en las terminales del motor

$X_G$ : Reactancia del generador

$X_M$ : Reactancia del motor

$X_T$ : Reactancia de la línea

La transferencia de potencia del generador al motor está dada por

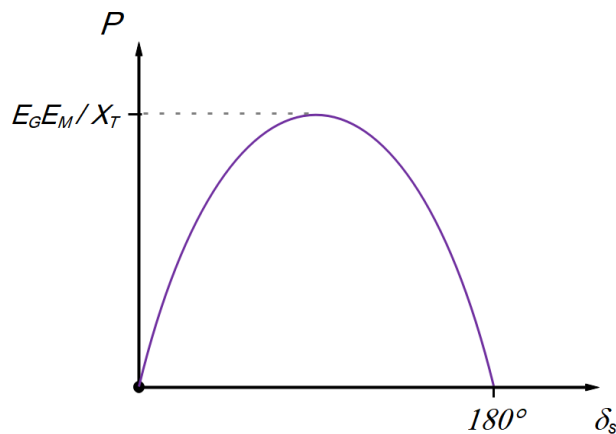
$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \text{sen}(\delta_s) \quad 37$$

Donde

$$X_T = X_G + X_T + X_M$$

Así, la cantidad de potencia trasferida entre las máquinas está en función directamente proporcional a las tensiones internas de las máquinas e inversamente proporcional a las reactancias entre las tensiones, las cuales incluyen las líneas de transmisión.

La gráfica de la ecuación 37 se muestra en la Figura 5, siendo una relación altamente no lineal entre la potencia de salida con el desplazamiento angular, tomando en cuenta el modelo idealizado hecho para representar las máquinas síncronas. Al tomar más modelos de los componentes de control de la máquina como los efectos la regulación automática de la tensión, la variación de la potencia con respecto al ángulo podrá desviarse significativamente de la relación sinusoidal, pero en general se mantendrá su forma. Cuando el desplazamiento angular es cero, la potencia entregada al sistema es cero. A medida que el ángulo crece, la trasferencia de potencia aumenta, alcanzando la trasferencia máxima a los 90° del desplazamiento angular. Pasando este punto, decrece la potencia que se puede transferir entre las dos máquinas [12].



**Figura 5.** Gráfica de la potencia de salida en función con el desplazamiento angular

## El fenómeno de la estabilidad

En este contexto, la estabilidad es una condición de equilibrio entre dos fuerzas opuestas (entre el torque electromagnético y el torque mecánico). El mecanismo por el cual las máquinas síncronas mantienen el sincronismo con otras es dado por fuerzas restaurativas, las cuales actúan en el momento cuando se presente una fuerza que acelere o disminuya una o más máquinas con respecto a otras. En la condición de estado estable, se tiene un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida en cada una de las máquinas, permaneciendo constante su velocidad. Cuando se presenta una perturbación, el sistema sufre un desequilibrio y, como resultado, se tiene una aceleración o desaceleración en los rotores de las máquinas, los cuales obedecen las leyes de movimiento inercial de un cuerpo giratorio. Si un generador temporalmente gira más rápido que otros, la posición angular de su rotor con respecto a la de la máquina más lenta avanzará. El resultado de esta diferencia angular tiene como consecuencia la forma de cómo se transfiere carga de la máquina lenta a la máquina rápida, por lo tanto, se debe de reducir la diferencia de velocidades y así esta separación angular entre los generadores. Más allá de un cierto límite, y al ser la relación potencia-ángulo altamente no lineal, un incremento en la separación angular es acompañado por un decremento en la potencia transferida. Este incremento de la separación angular fomenta y dirige hacia la inestabilidad del sistema [12].

Cuando una máquina síncrona pierde su sincronismo con el resto del sistema, su rotor gira a mayor o menor velocidad que es requerido para inducir las tensiones a la misma frecuencia del sistema. El “deslizamiento” entre el campo rotatorio de estator (el cual corresponde a la frecuencia del sistema) y el campo del rotor tiene como consecuencia fluctuaciones en la máquina en la entrega de potencia, corrientes y tensiones; eso causa que las protecciones del sistema aislen a la máquina de la red. La pérdida del sincronismo puede ocurrir en una o en un grupo de máquinas dentro de un sistema originando el colapso de la red o secciones aisladas de la red [12].

El cambio en el torque de una máquina síncrona después de una perturbación puede ser resuelto por medio de dos componentes:

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta_s + T_D \Delta \omega \quad 38$$

Donde

$\Delta T_e$ : Cambio en el torque eléctrico

$T_S$ : Coeficiente del torque de sincronización

$\Delta\delta_s$ : Componente del torque de sincronización  
 $T_D$ : Coeficiente de amortiguamiento del torque  
 $\Delta\omega$ : Componente de amortiguamiento del torque

$T_S\Delta\delta_s$  es el componente del cambio del torque en fase con el ángulo de perturbación del rotor, mientras que  $T_D\Delta\omega$  es el componente de torque que está en fase con la derivación en la velocidad.

La estabilidad depende de la existencia de estos dos componentes del torque para cada una de las máquinas síncronas. Al carecer de un torque suficiente de sincronización se produce una inestabilidad a través de una deriva periódica en el ángulo del rotor. Por lo que, la falta de suficiente torque de amortiguamiento tiene como resultado una inestabilidad oscilatoria [12].

## **Estabilidad de la tensión**

Uno de los parámetros que se debe de cuidar en un SEP es la estabilidad en la tensión. Así, bajo condiciones normales de operación en todos los nodos del sistema se tiene que contar con valores aceptables de tensión. Un sistema entra en inestabilidad cuando se presenta un disturbio, un incremento de demanda de energía eléctrica, o el cambio en las condiciones del sistema de forma progresiva o incontrolables en los valores en la tensión. El principal factor que causa inestabilidad en la tensión es la incapacidad del sistema de conocer la demanda de potencia reactiva en cada nodo. Por lo que un punto clave en el problema de estabilidad de la tensión ocurre en el control la potencia activa y la potencia reactiva que fluye en las líneas de transmisión, así como las reactancias asociadas a éstas [12].

Otro causante de inestabilidad de tensión en el sistema es un cambio progresivo en la tensión de un nodo asociado con el desfase del ángulo del rotor. La pérdida de sincronismo en el ángulo de rotor en un grupo de máquinas, el cual esté cerca o sobrepase de los  $180^\circ$ , tendrá como resultados tensiones muy bajas en puntos intermedios en la red [12].

La inestabilidad en la tensión puede ser esencialmente un problema local, sin embargo, los efectos se pueden extender en toda la red. El colapso en la tensión es más complicado que una simple inestabilidad en ésta y es el resultado de una secuencia de eventos conducido por una caída de tensión, la cual, es una parte significativa en el control de un sistema de potencia [12].

## Control en la potencia y frecuencia de un generador eléctrico

En la operación satisfactoria de un SEP, la frecuencia debe de ser un parámetro casi contante en la red eléctrica. El control en la frecuencia es casi un garante de la velocidad de los motores de inducción, así como los motores síncronos. La velocidad constante en el control de un primo-motor es particularmente importante para el desempeño de las unidades de generación y, a su vez, ellas son altamente dependientes del funcionamiento de todos los controladores auxiliares asociados con el combustible, la inyección de agua o la cantidad de aire suministrado al sistema para la combustión (dependiendo del tipo de tecnología que se utilice como primo-motor). En una red, el cambio considerable en la frecuencia puede estar relacionado por una alta corriente de magnetización de un transformador o un motor de inducción [12].

El parámetro de la frecuencia depende del balance de potencia activa con respecto a la demanda en la red. Como la frecuencia es un factor común dentro del sistema, un cambio en la demanda de potencia activa en los puntos de consumo es reflejado en el sistema como un cambio en la frecuencia. Debido a que se tiene varios generadores que entregan potencia al sistema, se debe proporcionar algunos medios para el control en el cambio en la demanda y la generación. Así, se tiene un gobernador de velocidad en cada una de las máquinas de generación para controlar la velocidad del primo-motor (o turbina), hasta que el control suplementario comience a tomar el control central de la generación [12].

## Modelo dinámico de la máquina síncrona

Para la dinámica de la máquina síncrona se utilizó el modelo clásico del movimiento del rotor, el cual se basa en el principio elemental de dinámica que establece que el par de aceleración es el producto del momento inercial del rotor por su aceleración angular. Frecuentemente, en los datos de fábrica de las máquinas que se suministran para realizar los estudios de estabilidad se encuentra la constante que se relaciona con la inercia, a esta constante de le conoce como *constate H* y se define como [11]:

$$H = \frac{1/2 J(\omega_{sm})^2}{S_{máq}} \quad 39$$

$$H = \frac{\text{energía cinética almacenada en megajoules a velocidad síncrona}}{\text{capacidad de la máquina en MVA}}$$

Donde:

- $J$ : Momento total de inercia de la masa del rotor  $kg - m^2$   
 $\omega_{sm}$ : Velocidad sincrónica de la máquina [*radianes mecánicos/s*]  
 $S$ : Capacidad trifásica de la máquina [*MVA*]

## Controladores del generador síncrono

Para asegurar la estabilidad dentro de un SEP es necesario controladores como: Regulador de velocidad, Regulador de tensión y Estabilizador de Sistema de Potencia. En esta sección se menciona la función de cada controlador.

**Regulador de tensión:** La principal función de un regulador de tensión en el sistema de control en un generador es el ajuste continuo del nivel de la corriente de excitación del campo del rotor en respuesta a los cambios de tensión en las terminales de los devanados del estator. El regulador de tensión actúa para mantener con precisión el nivel de tensión deseado en el generador y cambiar la intensidad de la corriente de excitación ante la respuesta de los disturbios del sistema [14].

**Regulador de velocidad:** Se define un regulador de velocidad o gobernador como una combinación de dispositivos y mecanismos que detectan cualquier desvío en la velocidad y los convierte de manera conveniente en variación del curso del primo motor principal. Este mecanismo logra que la energía consumida sea igual a la energía generada, enviando una señal que modifica la posición de válvulas de vapor (para centrales térmicas) o la apertura o cierre de compuertas (para centrales hidráulicas) [15].

**Estabilizador de Sistemas de Potencia:** La función principal de un estabilizador de sistemas de potencia es el amortiguamiento de las oscilaciones electromagnéticas mediante la modulación de la excitación del generador con el fin de desarrollar componentes en el par eléctrico en fases con las desviaciones de la velocidad del rotor. De esta forma el estabilizador de sistemas de potencia contribuye a la mejora en la estabilidad de pequeñas señales a los sistemas SEP [14].

## 2.2 Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional

Los disturbios varían ampliamente en severidad y en probabilidad de ocurrencia que se puede presentar en el sistema. Entonces, el sistema debe de ser diseñado y operado para mantenerse estable para la mayoría de las contingencias posibles.

Por su dimensión, el comportamiento del SEN es muy complejo, el cual requiere una correcta supervisión y coordinación en su operación y control en las diversas

funciones para lograr la confiabilidad en el servicio de forma adecuada, económica y segura. Además, existen diversas restricciones operativas de generación, transmisión y diseño, las cuales están asociadas con las limitaciones de los estados estacionario y transitorio [7], [16].

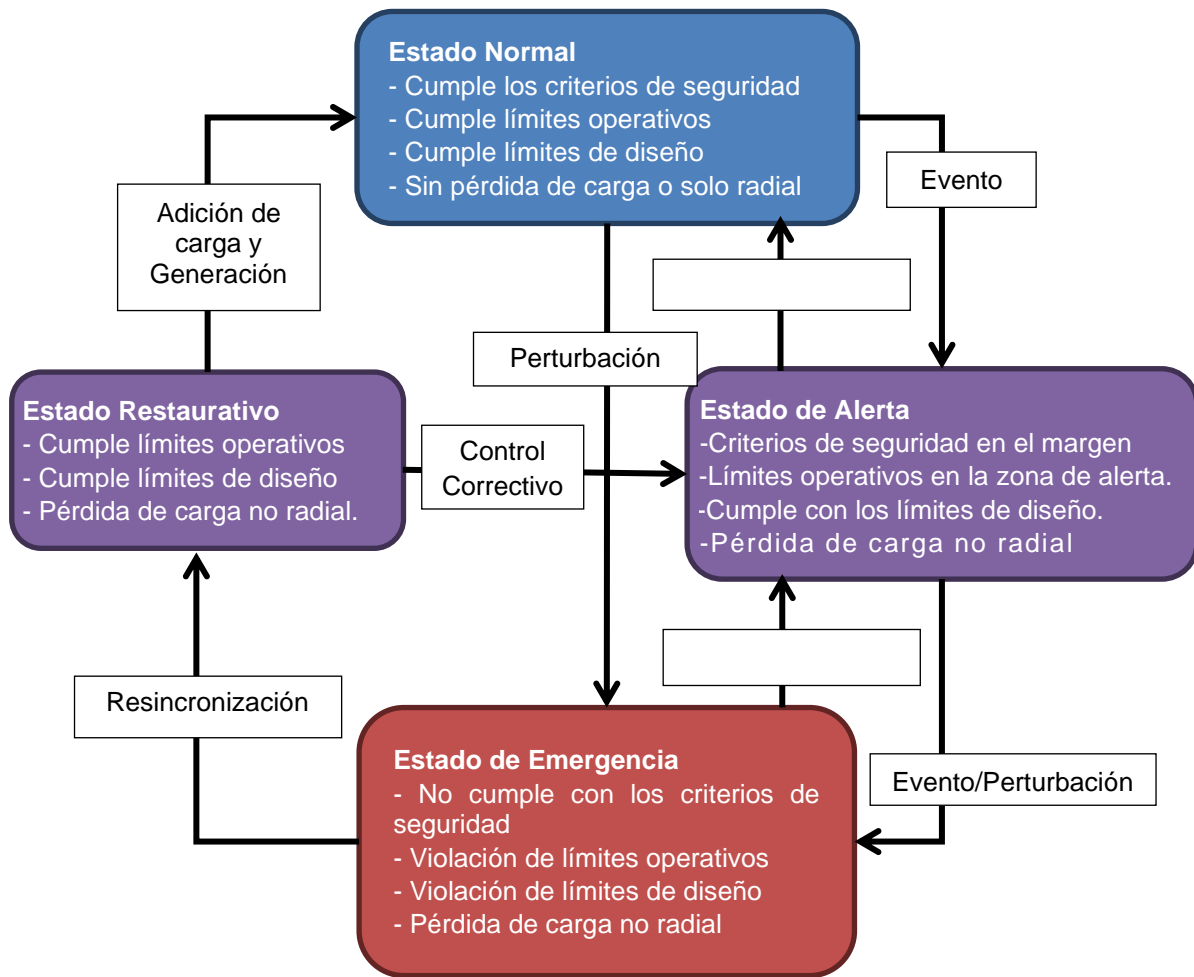
El SEN es el conjunto de generadores, transformadores y líneas de transmisión (entre otros equipos) que distribuye la energía eléctrica en todo el país y es responsabilidad del CENACE la operación adecuada del sistema. El SEN está organizado por nueve regiones de control y un pequeño sistema como se muestra en la Figura 6. Las regiones Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte y Peninsular conforman el Sistema Interconectado Nacional. Mientras que las regiones de Baja California, Baja California Sur y el Sistema Mulegé son sistemas aislados entre sí, así como del resto de la red nacional [10].



**Figura 6.** Regiones del Sistema Eléctrico Nacional [17]

Así, uno de los objetivos del CENACE es operar el SEN de manera tal que se minimice la probabilidad de que, ante la ocurrencia de una contingencia, existan problemas de estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia, u operación del equipo fuera de sus límites de diseño, que ocasione la pérdida en cascada de elementos y con ello, el colapso de una parte del sistema o la formación descontrolada de islas eléctricas [7].

El CENACE identifica cuatro Estados de Operación como consecuencias del conjunto de restricciones antes mencionadas (Figura 7). Es importante hacer notar que en cada estado operativo se requieren acciones de control, aplicación de criterios, políticas y estrategias tendientes a dirigir y a conservar el sistema eléctrico de potencia en un estado estable. A continuación, se establecen las características que definen a cada Estado Operativo [7] [16]:



**Figura 7.** Estados operativos de Sistema Eléctrico Nacional [16]

## Estado Operativo Normal

En el Estado Operativo Normal, todas las variables del SEN (tensiones, ángulos, frecuencia etc.) se encuentran en los límites de operación, contando con la suficiente capacidad de transmisión y transformación para mantener la seguridad del SEN ante una contingencia que se pudiera presentar. En condiciones posteriores a la contingencia, el equipo eléctrico debe de mantenerse operando dentro de sus límites permisibles tanto operativos como de diseño y no debe presentarse pérdida de carga [7].

En este estado, la frecuencia de la red se debe de atender dentro de la banda de calidad definida entre  $59.8\text{Hz}$  y  $60.2\text{Hz}$ . Así mismo la banda de tensión para los valores de  $230\text{kV}$  y  $115\text{kV}$  se encuentra  $\pm 5\%$  de la tensión nominal [7].



## **Estado Operativo de Alerta**

Para el Estado Operativo de Alerta todas las variables de SEN aún se encuentran dentro de sus límites operativos, sin embargo, en el caso de una contingencia, el SEN puede seguir siendo estable sin la acción de los esquemas de control suplementarios, o bien, se puede conducir al Estado Operativo de Emergencia, en el cual el sistema se encuentra en riesgo potencial de inestabilidad.

En este estado, el CENACE podrá implementar los mecanismos para restablecer las condiciones del SEN que se dan por adquisición de potencia por las Subastas de Confiabilidad y Subastas de Mediano y Corto Plazo. Cuando no se presentan las condiciones necesarias para implementar los mecanismos antes mencionados, el CENACE podrá gestionar la Adquisición de Potencia a través de la implementación de los Protocolos de Emergencia emitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

El CENACE debe de informar a todos los Integrantes de la Industria Eléctrica cuando el SEN se encuentre el Estado Operativo de Alerta para dar a conocer las acciones que deben realizar los participantes para restablecer las condiciones del Estado Operativo Normal [7].

## **Estado Operativo de Emergencia**

En el Estado Operativo de Emergencia, la ocurrencia de una contingencia sencilla más severa conducirá al SEN a una condición de inestabilidad y la operación de este estado requiere de la ejecución de acciones remediales. En este estado el CENACE debe de notificar a todos los integrantes de la Industria Eléctrica que el SEN se encuentra en Estado Operativo de Emergencia y que es necesario tomar acciones operativas necesarias, incluyendo la desconexión de carga, con la finalidad de restablecer el Estado Normal o de Alerta del SEN. La prioridad en esta condición es recuperar los niveles de reserva de potencia y restablecer el SEN el Estado Operativo Normal [7].

## **Estado Operativo Restaurativo**

En su caso, las islas eléctricas que permanezcan activas suministrarán una parte de la demanda total con el equipo operando dentro de sus límites de diseño. Para este caso, todos los esfuerzos de control deben estar enfocados a integrar nuevamente el SEN y suministrarán la demanda total en el menor tiempo posible siguiendo los protocolos establecidos en el Procedimiento de Restablecimiento que es parte de las Disposiciones Operativas que establece en el Código de Red [7].

## 2.3 Control de variables de SEN

En el Código de Red [7], establece los recursos que ocupa el CENACE para mantener dentro de los rangos permitidos las variables de tensión y frecuencia, entre otros. Solo se tomarán algunas características de estas dos variables antes mencionadas para dar un preámbulo de cómo el CENACE realiza las acciones necesarias para mantener el Estado Operativo Normal del SEN.

### Control de tensión

El CENACE debe de utilizar los recursos de potencia reactiva disponibles en las instalaciones de la Red Nacional de Transmisión, Redes Generales de Distribución y Participantes de MEM para asegurar los criterios de Confiabilidad coordinado e instruyendo a los Transportistas, Distribuidores o/y Participantes de MEM en las acciones de control a ejecutar para mantener los niveles de tensión de los nodos dentro de los límites establecidos por el Manual Regulatorio de Estados Operativos. El CENACE, como responsable del Control Operativo de la red, debe de asegurar que se cumplan todos los lineamientos de criterios de Confiabilidad aplicables al control de tensión y potencia reactiva.

- ❖ El operador en turno del CENACE podrá ordenar cualquier acción de control de tensión al operador de Transmisión, Distribución y Participantes del MEM en cualquier nivel de tensión
- ❖ Es obligación del Transportista, Distribuidor y Participantes del MEM cumplir con los límites operativos de capacidad de los elementos bajo su responsabilidad en cualquiera de los Estados Operativos del SEN.
- ❖ Ningún operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM hará cambios en el estado o funcionamiento en los elementos de compensación de potencia reactiva del MEM, sin autorización del operador del CENACE.

Es responsabilidad de los Centros de Control de las Centrales Eléctricas, observar los siguientes lineamientos:

- ❖ El operador del CENACE podrá comunicarse con el operador de la Central Eléctrica para instruirle una orden de despacho de potencia reactiva por un monto específico y/o tensión de generación o barras, para cumplir con los límites de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados

Operativos. El operador de la Central Eléctrica informará al operador del CENACE una vez que la instrucción se haya realizado. En caso de no cumplir con la instrucción por falla en el equipo, el operador de la Central Eléctrica deberá inmediatamente informar al operador que le dio la instrucción y solicitar una Licencia.

- ❖ Para las Centrales Eléctricas, el CENACE enviará consigna de factor de potencia, Potencia reactiva ( $MVA_r$ ) o señal de tensión requerida a la Unidad de Terminal Remota de la Central Eléctrica, misma que será replicada a todas sus Unidades de Central Eléctrica para su cumplimiento de manera automática, con base en lo determinado en el Manual Regulatorio de Interconexión. Los aerogeneradores y centrales fotovoltaicas se interconectarán al SEN con la última consigna de factor de potencia,  $MVA_r$  o tensión que tengan registrada en su Unidad Terminal Remota.

## Control de frecuencia

El CENACE es responsable del control de frecuencia del SEN. Así las acciones que realiza para su control son las siguientes [7]:

- ❖ Es responsabilidad de las Centrales Eléctricas poner a disposición del CENACE el despacho de sus Unidades de Central Eléctrica, manteniendo su disponibilidad para participar en el control de frecuencia de acuerdo con el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN.
- ❖ Es responsabilidad de los Participantes del MEM acatar las instrucciones de conexión y desconexión de carga en función de las instrucciones emitidas por el CENACE para el control de la frecuencia.
- ❖ Ante el disparo de circuitos, alimentadores, líneas y Unidades de Central Eléctrica por operación de esquemas de baja o alta frecuencia, los Transportistas, Distribuidores y Participantes del MEM deberán informar inmediatamente al CENACE, de forma verbal a través del nivel operativo superior, los elementos disparados y protecciones operadas, procediendo a su registro. El restablecimiento estará sujeto a las instrucciones que emita el CENACE.

## Potencia

En la operación del SEN, el CENACE cuenta con niveles adecuados de Reserva Operativa asociados a los distintos estados operativos, considerando requerimientos para el funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional, y los Sistemas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé. La Reserva Operativa es la suma de la Reserva Rodante<sup>3</sup> y la Reserva No Rodante<sup>4</sup>. La Reserva Operativa deberá asegurar que la Confiabilidad del SEN no se vea comprometida ante la ocurrencia de la Contingencia Sencilla más Severa y conforme con el Manual Regulatorio de Estados Operativos, de [7].

El porcentaje de la Reserva Operativa se calcula con respecto a la demanda en el Estado Operativo Normal según lo establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, de [7], debiendo de estar disponible para que pueda ser totalmente activada en 10 minutos, indicando por separado los requerimientos de Reserva Rodante y Reserva no Rodante.

En la Tabla 3 se estipulan los niveles adecuados de Reserva operativa necesarios para suministrar los requerimientos coincidentes por la entrada súbita de carga de considerable magnitud, por ejemplo: hornos de arco eléctrico, crecimiento normal de la carga la pérdida de la central eléctrica de mayor capacidad, entre otros. En los estados Operativos de Alerta, Emergencia y Restaurativo, todas las acciones de control y remediales deberán de estar enfocadas a recuperar las condiciones de reserva asociadas para recuperar las condiciones de reserva asociadas al Estado Operativo Normal.

---

<sup>3</sup> Es la capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable sincronizados a la red eléctrica para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido.

<sup>4</sup> Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable desconectados de la red eléctrica, que puedan sincronizarse rápidamente y entregar su potencia disponible dentro de un lapso establecido.

**Tabla 3.** Niveles de Reserva Operativa para los Estado Operativos del SEN [7]

Estado	Reserva Operativa ( <i>RO</i> )		Acciones remediales
	SIN	Otros	
Normal	$\geq 6.0\%$	$\geq 11.0\%$	
Alerta	$3.0\% \leq RO < 6.0\%$	$4.0\% \leq RO < 11.0\%$	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Adquisición de Potencia por Subastas de Confiabilidad</li> <li>▪ Subastas de Mediano y Largo Plazo.</li> <li>▪ Adquisición de Potencia por Protocolo de Emergencia Preventivo</li> <li>▪ Modificación de planes de mantenimiento</li> <li>▪ Instrucciones excepcionales de despacho</li> <li>▪ Interrupción o modificación de transacciones interrumpibles.</li> <li>▪ Modificación a instrucciones de despacho</li> <li>▪ Modificación en la asignación de Unidades de Central Eléctrica</li> <li>▪ Cambio de topología del SEN.</li> <li>▪ Solicitud de Conservación de energía voluntaria</li> </ul>
Emergencia	$RO < 3.0\%$	$RO < 4.0\%$	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Adquisición de Potencia por protocolo de Emergencia. Correctivo</li> <li>▪ Desconexión de carga.</li> </ul>
Restaurativo			<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Procedimientos de Restablecimiento.</li> </ul>

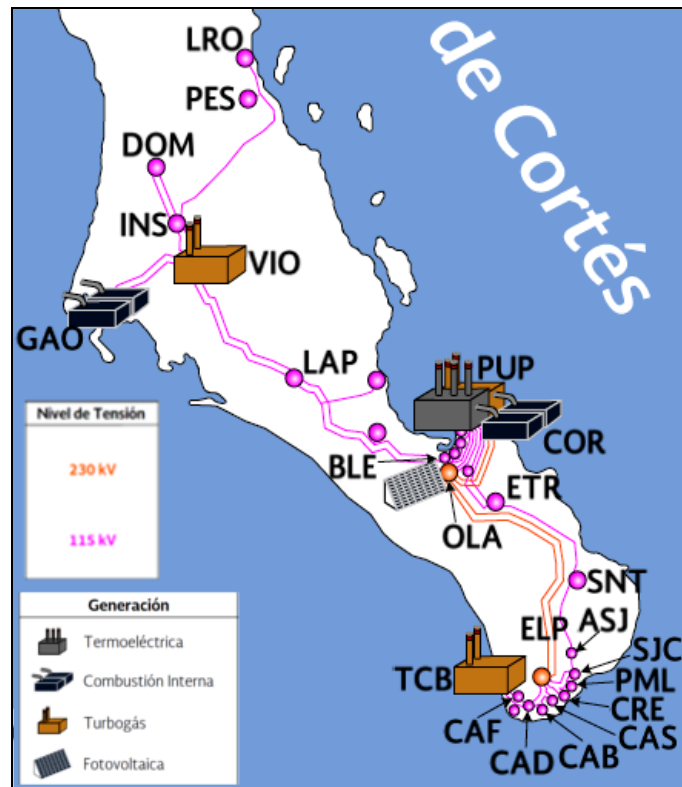
La Reserva Operativa debe estar disponible en todo momento para mantener la frecuencia en valores del Estado Operativo Normal y evitar la pérdida de carga firme como resultado de contingencias de Generación o Transmisión.

## **3. Modelado del Sistema Eléctrico de Baja California Sur**

El caso de estudio a analizar en esta tesis corresponde al SE-BCS. En este apartado se describe la metodología que se siguió para obtener el modelo de la red eléctrica y posteriormente para el análisis de este sistema ante la intermitencia de las centrales fotovoltaicas que se encuentran instaladas en el SE-BCS a finales del 2018.

### **3.1 Estado actual del SE-BCS**

En el Estado de Baja California Sur cuenta con un sistema eléctrico de potencia aislado de resto del SEN, el cual se muestra en la Figura 8. El SE-BCS cuenta con una capacidad instalada hasta el año 2018 de 685 *MW* repartidas en nueve centrales eléctricas [2]. En la Tabla 4 se enlista el tipo de tecnología, la capacidad instalada, así como la capacidad firme con las que cuentan las centrales eléctricas conectas al SE-BCS. El diagrama unifilar para este sistema se muestra en el Apéndice B. El CENACE divide esta región en tres zonas con la finalidad de tener un mejor control de sistema. Las tres Zonas que lo conforman son: La Paz (Centro), Zona Constitución (Norte) y Los Cabos (Sur).



**Figura 8.** Sistema Eléctrico de Potencia de Baja California Sur [17].

**Tabla 4.** Centrales eléctricas del SE-BCS<sup>5</sup>

Nodo	Central	Tecnología	Capacidad instalada	Capacidad firme
1	Baja California Sur <sup>6</sup>	Combustión interna	210.8 MW	204.0 MW
4	Aura Solar 1	Fotovoltaica	30.0 MW	13.0 MW
4	CECIL 5	Fotovoltaica	25.0 MW	11.0 MW
5	Punta Prieta I	Turbogás	43.0 MW	39.0 MW
6	Punta Prieta II	Termoeléctrica convencional	112.5 MW	105.0 MW
17	Ciudad Constitución	Turbogás	30.0 MW	29.0 MW
18	San Carlos (Agustín Olachea A.)	Combustión interna	104.0 MW	100.0 MW
19	CEGEN	Fotovoltaica	23.0 MW	10.0 MW
25	Los Cabos	Turbogás	106.7 MW	98.0 MW

<sup>5</sup> Tabla elaborada con datos de CENACE y SENER

<sup>6</sup> Las unidades de generación con tecnología de turbogás dentro de esta central no se tomaron en cuenta para el análisis ya que en [10] se reportan como unidades a retirar.

## 3.2 Modelado del SE-BCS

Para el modelado del SE-BCS se contemplan consideraciones y supuestos con respecto a los datos utilizados para la simulación, ya que algunos casos la información requerida es de carácter confidencial. Se realizó la búsqueda y recopilación de datos de generadores, líneas, y diversos modelos para la simulación de flujos de potencia, así como para el estado dinámico del sistema. Una limitante que se tuvo dentro de esta investigación fue el uso del software. Para el modelado y simulación se utilizó el programa PSS E Xplore 34 en versión libre, con la posibilidad de cálculo hasta 50 nodos y con un límite de 40 modelos en el sistema de control para el estado dinámico. Por esta razón se realizó el agrupamiento de generadores síncronos en uno solo que representen el comportamiento total de una central.

El modelo del SE-BCS utilizado para este trabajo se basa en el diagrama unifilar del documento emitido por el CENACE: *Diagramas unificares del Sistema Eléctrico Nacional* [17] para esta región. También, se apoyó en la metodología descrita en Tovar-Rosas [18] para la recopilación de los parámetros eléctricos de líneas eléctricas y la estimación del consumo por nodo de carga.

En la Figura 9 se muestra el diagrama unifilar completo del SE-BCS que se elaboró en el software, el cual cuenta con 37 nodos: un *nodo de compensación*, siete *nodos de tensión controlada* y veintinueve *nodos de carga*. El sistema está dividido en tres zonas: Constitución (Norte), La Paz (Centro) y Los Cabos (Sur), los cuales conforman el sistema para un mejor análisis.

Dentro del modelo del SE-BCS se tomaron los modelos generales que tiene el software para los transformadores, así como los reguladores de tensión por compensación de reactivos. A continuación, se expone la metodología realizada para la simulación de los casos de estudio.



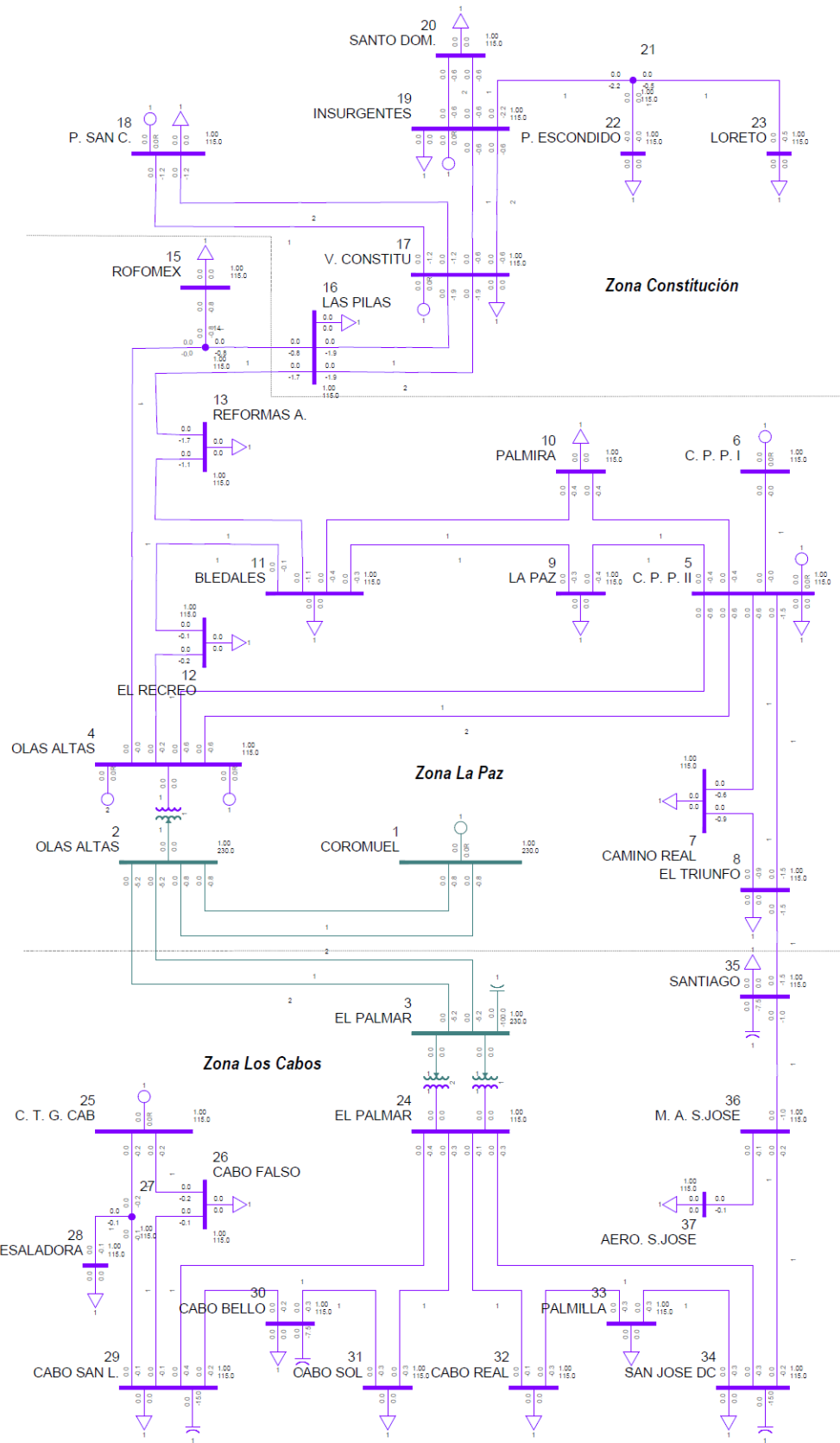


Figura 9. Diagrama unifilar del SE-BCS utilizado para la simulación

## Plantas y generadores

El SE-BCS cuenta con nueve centrales eléctricas repartidas en las tres zonas que lo conforman. La zona de la Paz cuenta con una capacidad instalada de 403 MW, seguida por la zona de Constitución con un total de 191 MW y con 98 MW en la zona de Los Cabos. En este trabajo se toman en cuenta las 21 unidades de generación que se muestran en la Tabla 5.

**Tabla 5.** Generadores utilizados para la simulación de SE-BCS

Central	Zona	Tecnología	Combustible	Capacidad instalada [MW]
Baja California Sur	La Paz	Combustión interna	Combustóleo	37.0
		Combustión interna	Combustóleo	42.0
		Combustión interna	Combustóleo	42.0
		Combustión interna	Combustóleo	43.0
		Combustión interna	Combustóleo	46.8
Aura Solar	La Paz	Fotovoltaica	Sol	30.0
CECIL 5	La Paz	Fotovoltaica	Sol	25.0
Punta Prieta II	La Paz	Termoeléctrica	Combustóleo	38.0
		Termoeléctrica	Combustóleo	38.0
		Termoeléctrica	Combustóleo	38.0
Punta Prieta I	La Paz	Turbogás	Diesel	18.0
		Turbogás	Diesel	25.0
Cd. Constitución	Constitución	Turbogás	Diesel	33.0
Agustín Olachea A.	Constitución	Combustión interna	Combustóleo	32.0
		Combustión interna	Combustóleo	32.0
		Combustión interna	Combustóleo	41.0
CEGEN22	Constitución	Fotovoltaica	Sol	23.0
Los Cabos	Los Cabos	Turbogás	Diesel	26.0
		Turbogás	Diesel	23.7
		Turbogás	Diesel	27.0
		Turbogás	Diesel	30.0

## Agrupamiento de generadores síncronos

Dado a las limitantes que tiene el software utilizado para la simulación del estado dinámico, se agruparon los generadores por central eléctrica tomando en cuenta los datos obtenidos en Moreno-García [14]. Se agruparon por tipo de tecnología similar,

sacando un modelo general para cada central, por lo que se tiene un solo modelo generalizado de la dinámica de un conjunto de generadores que se encuentran cada central.

En el agrupamiento de generadores para cada central, además de tomar en cuenta la tecnología de las unidades, se tomó el valor inercial por tecnología de cada una de éstas. Se siguió la lógica de la metodología hecha por Lima [19] descrita a continuación:

De la ecuación 39, se obtiene la *energía cinética almacenada a velocidad síncrona* para cada generador, la cual está dada por:

$$\frac{1}{2}J(\omega_{sm})^2 = H * S_{máq} \quad 40$$

De los datos para cada generador de  $H$  y  $S_{máq}$  obtenidos del trabajo de Moreno-García [14], se obtuvo la *energía cinética almacenada a velocidad síncrona* para cada máquina.

Se aplicó la ecuación 41 para obtener la *constante  $H_{TC}$*  total por central, siendo  $N$  el número total de los generadores con los que cuenta cada central en cuestión.

$$H_{TC} = \frac{(1/2J(\omega_{sm})^2)_1 + (1/2J(\omega_{sm})^2)_2 + \dots + (1/2J(\omega_{sm})^2)_N}{(S_{máq})_1 + (S_{máq})_2 + \dots + (S_{máq})_N} \quad 41$$

En la Tabla 6 se muestran los valores de *constante  $H_{TC}$*  utilizados en el modelo propuesto.

**Tabla 6.** Modelos dinámicos por Central Eléctrica del SE-BCS

Central	Baja California Sur	Punta Prieta II	Punta Prieta I	Ciudad Constitución	San Carlos	Los Cabos
Modelo	GENCLS	GENCLS	GENCLS	GENCLS	GENCLS	GENCLS
$S_{máq}$	210.80	112.50	43.00	30.00	104.00	106.00
$H_{TC}$	4.279	2.023	6.659	2.500	3.483	4.098
D	1	1	1	1	1	1

## Modelos del sistema de control

Del trabajo de Moreno-García [14], se tomaron datos y modelos de los sistemas de control de los generadores y con información del NEPLAN como apoyo en modelos estándar que maneja para: Estabilizador de Sistemas de Potencia [20], Reguladores de Velocidad [21] y Reguladores de Tensión [22]. En el Apéndice C se encuentran los modelos utilizados para el sistema de control por cada central con generadores síncronos.

## Modelos para las centrales fotovoltaicas

Para las tres centrales fotovoltaicas se utilizó el modelo general propuesto en *User Guide for PV Dynamic Model Simulation Written on PSCAD Platform* [23] (ver Apéndice C: Modelos para el SE-BCS)

## Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión

Para obtener los parámetros eléctricos concentrados (*PU/unidad longitud*) de las líneas de transmisión se contó con información de fabricante, así como datos obtenidos del trabajo de Tovar Rosas [18]. Las longitudes de las líneas se estimaron a través de imágenes satelitales de Google Earth. Primero, se localizaron las centrales, así como subestaciones eléctricas. Después, de forma meticulosa, se siguieron las líneas de alta tensión de inicio a fin según su conexión en la red. En la Figura 10 se muestra la trayectoria de las líneas, como también, los nodos de conexión del SE-BCS ubicados en el mapa satelital.



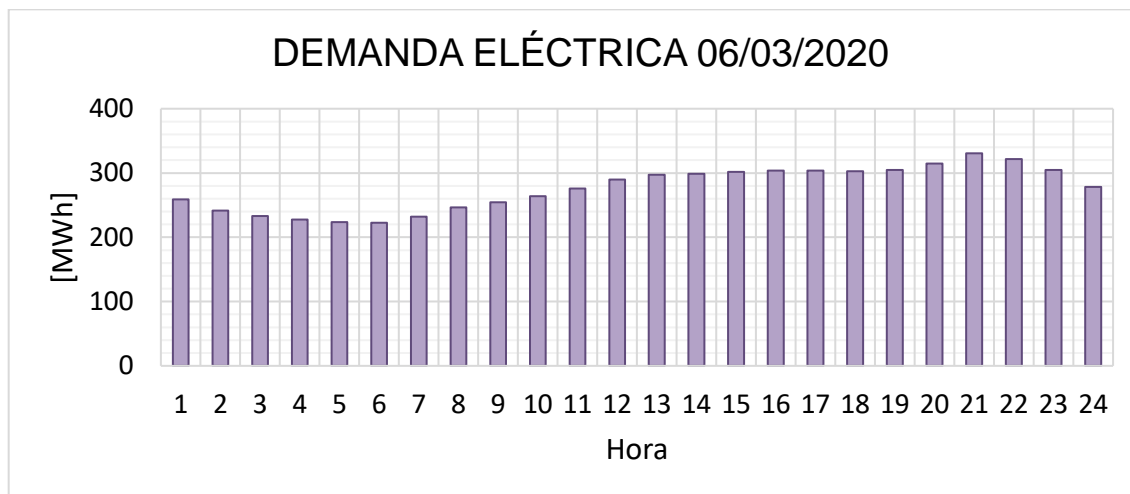
**Figura 10.** Mapa satelital utilizado para medir las longitudes de línea de SE-BCS

Dentro de las opciones que tiene Google Earth, se cuenta con la herramienta para medir la trayectoria de las líneas. Los resultados de las longitudes, así como los parámetros eléctricos sacados con este método se muestran en la Tabla 21 del Apéndice C. Se cuenta con cuarenta y ocho líneas, cuatro líneas a 230 kV y el resto de las líneas de transmisión está a 115 kV.

## Demanda eléctrica para el SE-BCS

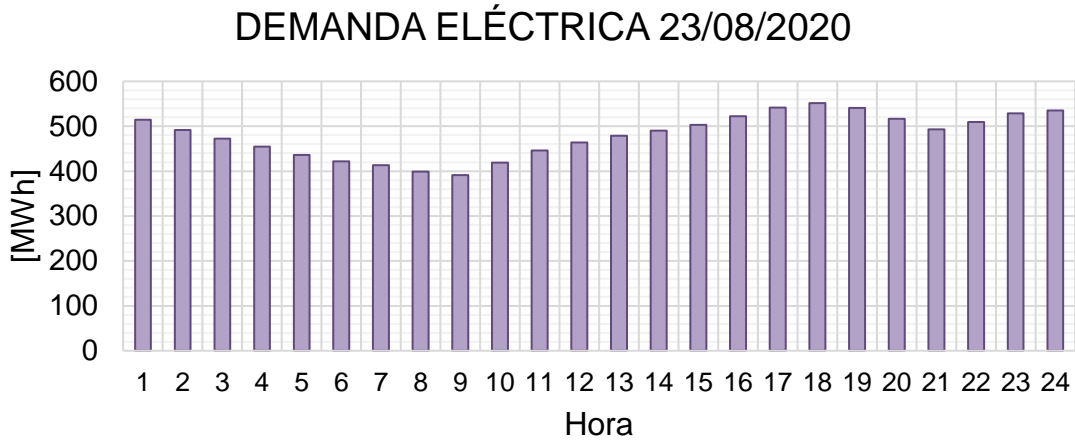
Para la planificación y expansión del SEN, el CENACE en conjunto con la SENER, realiza prospectivas de la demanda a futuro que se tendrá para los sistemas que conforman el SEN. El proceso de pronóstico se realiza con base en estadísticas de años pasados junto con estudios regionales de consumo final de energía eléctrica, así como escenarios de crecimiento macroeconómico que incluyen variables como: índices de crecimiento del Producto Interno Bruto por sector, crecimiento poblacional, precios de combustibles, entre otros [10].

En el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 [10], se encuentran los datos de los pronósticos de demanda eléctrica hechos para la región de Baja California Sur para el año 2020. Para el Caso 1, se utilizó el pronóstico para el día 6 de marzo del 2020 y tomando una demanda de 335.00MW correspondiente a las 15:00 horas, siendo un día típico de demanda moderada como se ilustra en la gráfica de la Figura 11.



**Figura 11.** Gráfica de la demanda eléctrica proyectada para el 06/03/2020

Para el año 2020 se estima que el día con mayor demanda es el 22 de agosto. En la Figura 12 se muestra la gráfica de demanda eléctrica para este día, el cual se toma como base la demanda para el Caso 2, siendo las horas críticas entre las 14:00 y las 17:00 horas para esta simulación.



**Figura 12.** Gráfica de la demanda eléctrica proyectada para el 23/08/2020

### Distribución de la demanda

La distribución de la demanda de energía eléctrica en los nodos de carga del SEP-BCS se hizo con base en la distribución de la población del Estado de Baja California Sur, sin tomar en cuenta la población del municipio de Mulegé por tener otro sistema aislado para esta región. Debido a que no se cuenta con información precisa del consumo por nodo de la red, se estima el consumo por densidad de habitantes que aproximadamente corresponden a los nodos de carga.

El Estado de Baja California Sur está conformado por cinco municipios los cuales se muestran en la Figura 13. Los municipios que alimenta el SE-BCS son: Loreto, Comondú, La Paz y los Cabos. Sólo se tomó en cuenta estos municipios para hacer la distribución de carga en los nodos.



**Figura 13.** Mapa del Estado de Baja California Sur [24]

Los datos demográficos utilizados son tomados del *Anuario estadístico 2017* emitido por la Secretaría de Salud del Estado de Baja California Sur [24]. La población total hasta el 2017 para los municipios que son alimentados por el SE-BCS se estima de 739,383 habitantes. En la Tabla 7 se muestra la distribución de población estimada para cada nodo de carga.

**Tabla 7.** Distribución de población por nodo de carga.

Nodo	Nombre del nodo	Municipio	No. de habitantes	Densidad de población [%]
5	C. P. P. II	La Paz	20,424	2.762%
7	CAMINO REAL	La Paz	27,750	3.753%
8	EL TRIUNFO	La Paz	12,993	1.757%
9	LA PAZ	La Paz	76,588	10.358%
10	PALMIRA	La Paz	30,635	4.143%
11	BLEDALES	La Paz	65,823	8.902%
12	EL RECREO	La Paz	45,953	6.215%
13	REFORMAS A.	La Paz	10,115	1.368%
15	ROFOMEX	La Paz	Empresa	-----
16	LAS PILAS	La Paz	15,173	2.052%
17	V. CONSTITU.	Comondú	39,568	5.351%
18	P. SAN C.	Comondú	6,903	0.934%
19	INSURGENTES	Comondú	18,670	2.525%
20	SANTO DOM.	Comondú	18,128	2.452%
22	P. ESCONDIDO	Loreto	2,697	0.365%
23	LORETO	Loreto	19,719	2.667%
26	CABO FALSO	Los Cabos	16,781	2.270%
28	DESALADORA	Los Cabos	Empresa	----
29	CABO SAN L.	Los Cabos	84,192	11.387%
30	CABO BELLO	Los Cabos	34,856	4.714%
31	CABO SOL	Los Cabos	34,856	4.714%
32	CABO REAL	Los Cabos	14,087	1.905%
33	PALMILLA	Los Cabos	14,087	1.905%
34	SAN JOSE DC	Los Cabos	101,288	13.699%
35	SANTIAGO	La Paz	2,409	0.326%
37	AERO. S. JOSE	Los Cabos	25,689	3.474%
Total (hasta el 2017)			739,383	

## 4. Simulación y Análisis del Sistema Eléctrico de Baja California Sur

En esta tesis se realizó dos casos de estudio para el SE-BCS, donde se simularon dos tipos de afectaciones en la red: la primera simulación se tiene una pérdida total de potencia de las centrales con tecnología con fuentes renovables. En la segunda simulación la pérdida de potencia de estas tecnologías fue gradual hasta tener el total de las centrales fuera de servicio.

En el Caso 2, el sistema pierde estabilidad debido a la intermitencia de las fuentes renovables, por lo cual se realizan las simulaciones remediales: desconexión de carga y se proponen bancos de baterías (así como su localización de los nodos para mantener el sistema operando).

### 1.1 Casos de estudios

En esta tesis se realizó dos casos de estudio para el SE-BCS:

- **Caso 1:** Aportación mayor de potencia de energías renovables, donde se tiene el aporte de 18.70% de la potencia activa del sistema con las centrales fotovoltaicas y una demanda al sistema de 335.00 MW.
- **Caso 2:** *Demanda máxima* al sistema, en el cual, la participación en la generación de electricidad de las centrales fotovoltaicas es del 11.14% del total de la generación el en sistema y la demanda máxima es de 553.00 MW

Debido a las limitantes del software, no fue posible simular una *rampa de decrecimiento de generación* adecuada que modele la reducción gradual de generación por efecto climatológico (por ejemplo, el paso de una nube) en las centrales fotovoltaicas, por lo que se propusieron dos tipos de afectaciones en la red. En los dos casos se simularon dos tipos de afectaciones: en la *primera simulación* se tiene una pérdida total de potencia suministrada de las centrales con tecnología con fuentes renovables, la *segunda simulación* la pérdida de potencia de estas tecnologías fue gradual desconectando de la red cada una de las centrales fotovoltaicas, en lapsos de 10 s hasta tener el total de las centrales fuera de servicio.

Para cada caso se realizó los flujos de potencia previos al disturbio, los cuales son la base para la dinámica del sistema ante la salida de las centrales fotovoltaicas. En la Tabla 8 se muestran las condiciones del sistema previas al disturbio, así como la desconexión de las centrales para cada simulación hechas para los dos casos.



**Tabla 8.** Condiciones en Estado Estable para los casos de estudio

Cantidades previas al disturbio	Caso 1		Caso 2	
	Primera simulación	Segunda Simulación	Primera simulación	Segunda Simulación
Generación total	354.53		595.02	
Aportación en la generación con fuentes renovables <sup>7</sup>	18.70%		11.14%	
Demanda	335.00		553.00	
Reserva Operativa	40.83%		8.48%	
Estado Operativo	Normal		Alerta	
Desconexión de las centrales con fuentes renovables	Total	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1era central: Aura Solar 1 (7.19%)</li> <li>• 2da central: CECIL 5 (5.99%)</li> <li>• 3era central: CEGEN (5.51%)</li> </ul>	Total	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1era central: Aura Solar 1 (7.19%)</li> <li>• 2da central: CECIL 5 (5.99%)</li> <li>• 3era central: CEGEN (5.51%)</li> </ul>

En el Caso 2, el sistema pierde estabilidad debido a la intermitencia de las fuentes renovables, por lo cual, se realizan las simulaciones remediales:

- desconexión de carga
- y se propone bancos de baterías, así como su localización de los nodos para mantener el sistema operando.

Los resultados expuestos en esta tesis se expresan mayormente en cantidades *por unidad (PU)* para su mayor comprensión ya que el valor *PU* de cualquier cantidad está definida por la relación de su base y se expresa como un decimal. Esta relación se puede expresar en por ciento, la cual es 100 veces el valor *PU*. Ambos métodos de cálculo, porcentual y *PU*, son más simples y arrojan más información que los volts (*V*), amperes (*A*) y los ohms ( $\Omega$ ) reales. El método en *PU* nos da la ventaja sobre el porcentual ya que el producto de dos cantidades dadas en *PU* se expresa igual por unidad [11]. Los valores base para todas las simulaciones hechas en este trabajo son:

<sup>7</sup> Porcentaje con base en la generación total del sistema

- *Mega Volt Amper base*( $MVA_{base}$ ) de todo el sistema: 100.00 *MVA*
- *Niveles de tensión base*: 220 *kV* y 115 *kV*
- *Frecuencia base*: 60.00 $Hz$

## 4.1 Caso 1: Aportación mayor de potencia de energías renovables

El primer caso para analizar en este trabajo corresponde a las afectaciones en la red de Baja California Sur cuando el sistema tiene un mayor aporte de energía renovable. Se realizó la simulación de los flujos de potencia siguiendo la proyección hecha por el SENER para el 6 de marzo del 2020 con una demanda de 335.00 *MW*.

### Estado estable para el caso 1

Los resultados obtenidos de la simulación por zonas de este caso se muestran en la Tabla 9. La generación total en el sistema es de 354.53 *MW*, con el 5.51% de pérdidas en la red y el resto es consumido por los nodos de carga. La Zona de la Paz genera el 65.33 % de toda la energía, seguido por la Zona de Constitución con el 24.69 % y por último con el 9.97 % la Zona de los Cabos.

**Tabla 9.** Potencia generada, pérdidas y consumo de energía eléctrica

Zona	Generación		Carga		Pérdidas	
	[ <i>MW</i> ]	Por ciento	[ <i>MW</i> ]	Por ciento	[ <i>MW</i> ]	Por ciento
La Paz	231.62	65.33%	150.05	42.32%	8.52	2.40%
Constitución	87.55	24.69%	37.89	10.69%	2.49	0.70%
Los Cabos	35.36	9.97%	147.06	41.48%	8.52	2.40%
SE-BCS (total <sup>8</sup> )	354.53	100.00%	335.00	94.49%	19.53	5.51%

Para la generación por central eléctrica se hizo las siguientes consideraciones: las centrales de Punta Prieta I y Ciudad Constitución se encuentran apagadas o fuera de servicio en este caso, así como la unidad de generación de 37 *MW* para la Central Baja California Sur, y las unidades con una capacidad de 23 *MW* y 26 *MW* en la Central Los Cabos. La potencia firme disponible en ese momento es de 503.00 *MW*, del cual el 70.48% se usa en la generación, y con el 29.52% (148.47 *MW*) como margen de operación del todo el sistema. La generación por central eléctrica conectada a la red en este caso se observa en la Tabla 10.

<sup>8</sup> Para los cálculos de porcentaje se tomó como base la potencia generada.

**Tabla 10.** Potencia generada para el Caso 1

Central	Tecnología	Potencia firme [MW]	Generación [MW]	Porcentaje de generación de cada central
Baja California Sur	Combustión interna	168.00	113.47	67.54%
Aura Solar 1	Fotovoltaica	30.00	25.50	85.00%
CECIL 5	Fotovoltaica	25.00	21.25	85.00%
Punta Prieta I	Turbogás	0.00	0.00	0.00%
Punta Prieta II	Termoeléctrica convencional	105.00	71.40	68.00%
Ciudad Constitución	Turbogás	0.00	0.00	0.00%
San Carlos	Combustión interna	100.00	68.00	68.00%
CEGEN	Fotovoltaica	23.00	19.55	85.00%
Los Cabos	Turbogás	52.00	35.36	68.00%
Total (del sistema)		503.00	354.53	70.48%

De esta potencia entregada a la red (354.53 MW), el 71.33% proviene de plantas alimentadas con combustóleo, con el 9.97% generado con plantas alimentadas con diésel y con fuentes renovables el 18.70% es producida a través de centrales fotovoltaicas.

El intercambio de potencia entre las zonas de Constitución hacia La Paz es del 32.76 MW, mientras que el intercambio de potencia entre la Zona la Paz hacia la Zona Los Cabos es de 120.22 MW. Por lo que la Zona La Paz es una zona generadora de energía con el 65.33 % de la generación total y la Zona Los Cabos es una zona importadora de energía y es donde se concentra el 44.39% del consumo eléctrico del sistema. La Reserva Operativa del SE-BCS bajo estas condiciones es del 40.83%<sup>9</sup> por lo que el sistema se encuentra en el Estado Operativo Normal.

El estudio de flujos de potencia se considera como el estado estable del sistema (condiciones previas al disturbio), por lo que se toma los valores iniciales de tensiones y frecuencia como referencia para la dinámica del sistema ante la pérdida de potencia. En la Tabla 11 se muestran valores de tensión previos al disturbio en nodos representativos del sistema, además, en la Figura 14 se tiene la información por nodo de tensión, generación y consumo dados por el estudio de flujos de potencia.

<sup>9</sup> Para este cálculo tomo en cuenta la potencia disponible de las centrales conectadas a la red sin tomar en cuenta las centrales fotovoltaicas.

Debido a que el sistema no se encuentra trabajando a su máxima capacidad, las pérdidas en las líneas de transmisión son bajas, así como la caída de tensión causadas por éstas. La mayoría de los nodos se encuentran cerca del valor 1.000 *PU*, siendo el Nodo 23 el más desfavorecido con un valor en la tensión de 0.990 *PU*. Para todo el sistema el valor de la frecuencia se mantiene en los 60*Hz* según lo establecido en el Código de Red [7].

**Tabla 11.** Valores de tensiones para el Caso 1

Nodo	Nombre del nodo	Tensión Base [kV]	Tipo de nodo	Tensión en Edo Estable	
				[kV]	[PU]
1	COROMUEL	230	Compensación	230.00	1.000
4	OLAS ALTAS	115	Tensión controlada	115.01	1.000
5	C. P. P. II	115	Tensión controlada	115.00	1.000
6	C. P. P. I	115	Tensión controlada	115.00	1.000
9	LA PAZ	115	Carga	113.84	0.990
10	PALMIRA	115	Carga	114.31	0.994
13	REFORMAS A.	115	Carga	114.30	0.994
17	V. CONSTITU	115	tensión controlada	114.79	0.998
18	P. SAN C.	115	tensión controlada	115.00	1.000
19	INSURGENTES	115	tensión controlada	115.00	1.000
22	P. ESCONDIDO	115	Carga	114.22	0.993
23	LORETO	115	Carga	113.90	0.990
24	EL PALMAR	115	Carga	115.56	1.005
25	C. T. G. CAB	115	tensión controlada	115.00	1.000
34	SAN JOSE DC	115	Carga	114.61	0.997
35	SANTIAGO	115	Carga	115.17	1.002

SE-BCS Case Summary:  
 Total loads : 335.00 MW, 70.82 MVAR  
 Total generation : 354.53 MW, -60.80 MVAR  
 Total losses : 19.53 MW, 45.13 MVAR

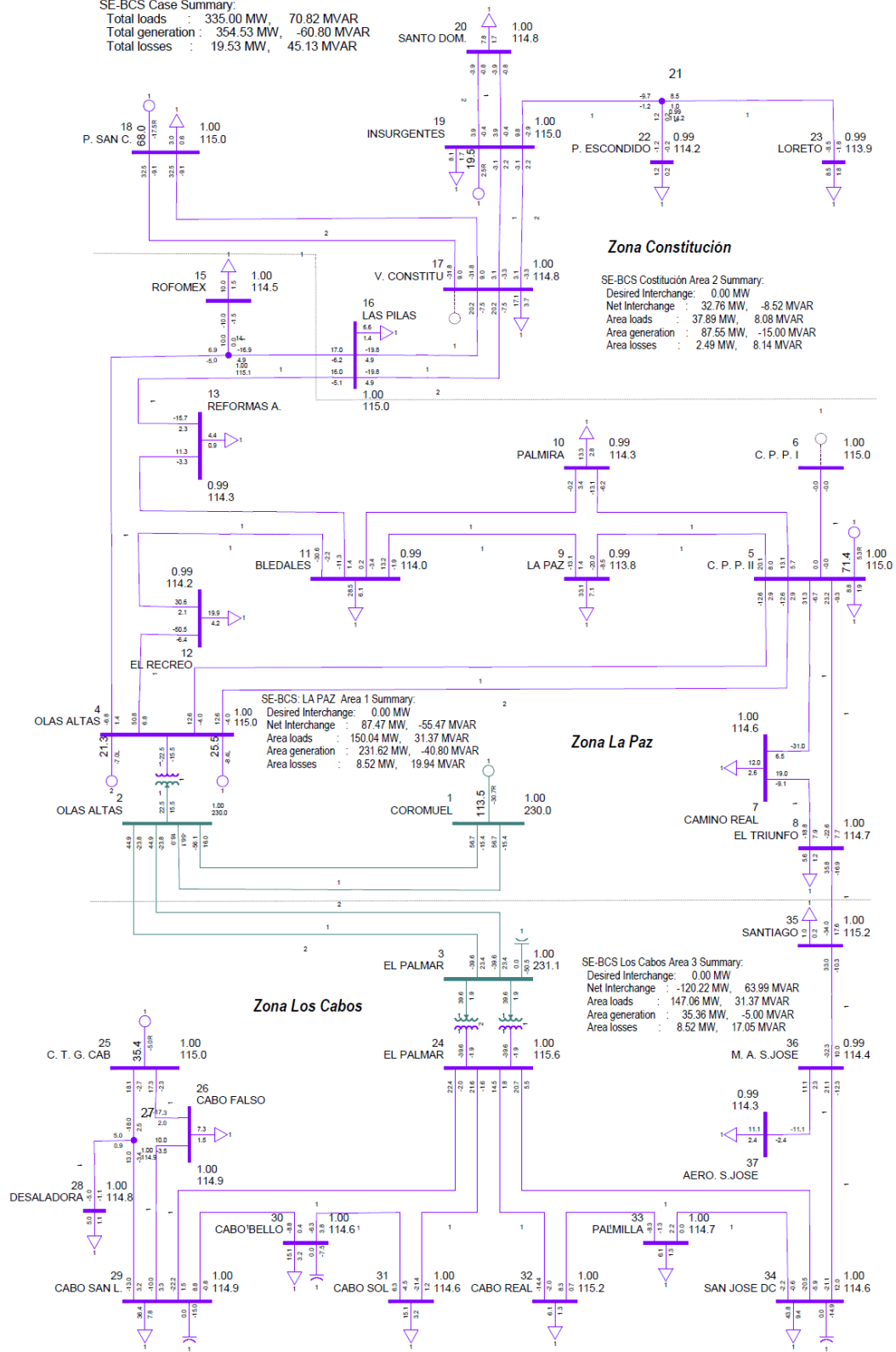


Figura 14. Flujos de potencia para Caso 1

## **Dinámica del Caso 1: Intermitencia en la aportación mayor de potencia de energías renovables**

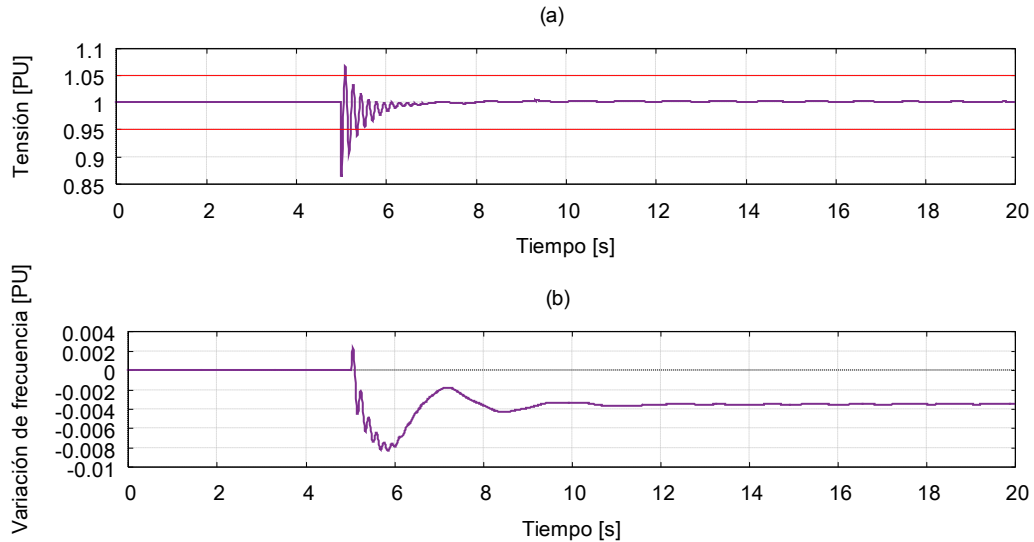
En este caso, la participación de las centrales fotovoltaicas en la entrega de potencia activa es del 18.70%. Se realizaron dos simulaciones para este caso: en la primera, se propone que la intermitencia o la pérdida de generación de todas las centrales fotovoltaicas. Para la segunda simulación, la pérdida de cada central fue cada 10 s hasta tener todas las centrales fuera de servicio.

### **Primera simulación, Caso 1: Pérdida total de generación con fuentes renovables**

En esta primera simulación, en los primeros 5.00s el sistema se encuentra en Estado Estable con los valores en tensión y frecuencia antes mencionados. Para los siguientes 5.00s se genera una pérdida de potencia total por parte de las centrales fotovoltaicas del sistema (el 18.70% del total de la potencia de generación que se tiene para este caso), generando una afectación en los parámetros eléctricos del SE-BCS. Se observa en la Figura 15 las gráficas de tensión y frecuencia para la Central de Baja California Sur (Nodo 1).

Las afectaciones en la tensión para el Nodo 1 en el momento de la pérdida de potencia origina un transitorio con una duración 2.10 s. Después de este, el sistema se empieza a estabilizar para recuperar el nivel de tensión de 1.000 *PU* (Figura 15a). Durante este transitorio, en su mayoría, el sistema experimenta una caída de tensión con un mínimo de 0.86 *PU*, por lo que, por un periodo de 0.38 s el transitorio rebasa el límite inferior que establece en el Código de Red [7].

En términos de la frecuencia (Figura 15b) el transitorio dura aproximadamente 5.64 s, estabilizándose en el valor de 59.78 *Hz* (un decremento del  $-0.0035$  *PU*). Se tiene un mínimo en el tiempo de 5.90 s, con un decremento en la frecuencia del 0.0079 *PU* (59.52 *Hz*). Esta variación en la frecuencia es causada por un torque eléctrico negativo en los rotores de los generadores, y que a su vez, se tenga una disminución en la velocidad de giro en el rotor y con ello, un cambio en la frecuencia de la red. En este caso, las afectaciones en la frecuencia no rebasan los límites del  $\pm 2\%$  ( $\pm 0.02$  *PU*) que establece el Código de Red y el sistema se encuentra en Estado Estable.

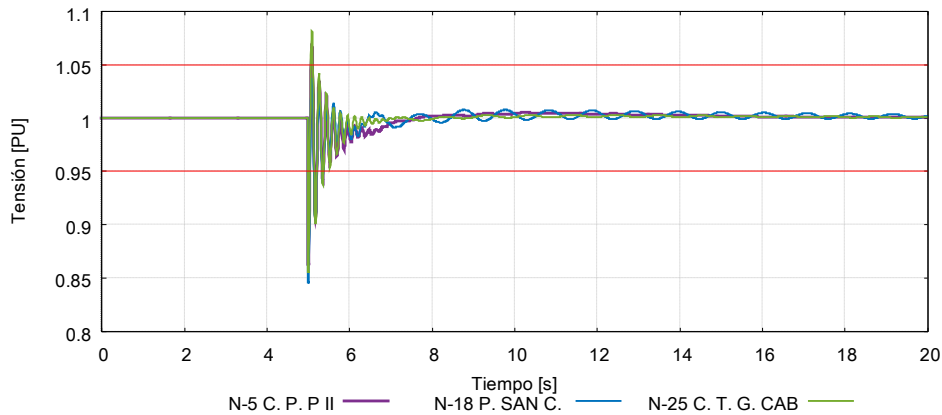


**Figura 15.** Cambios en la tensión y frecuencia para el Nodo 1, Caso 1, primera simulación.

La respuesta en los nodos del sistema tanto para puntos de generación, así como los puntos de carga, es variada, por lo que se toman nodos de generación y carga representativos, uno por cada zona, para analizar el SE-BCS ante la pérdida de energía.

Los nodos de generación que se tomaron para este análisis corresponden a: Nodo 5 C: P.P. II para la Zona La Paz, Nodo 18 P. San C. para la Zona Constitución y para la Zona Los Cabos el Nodo 25 C. T. G. obteniendo los siguientes resultados:

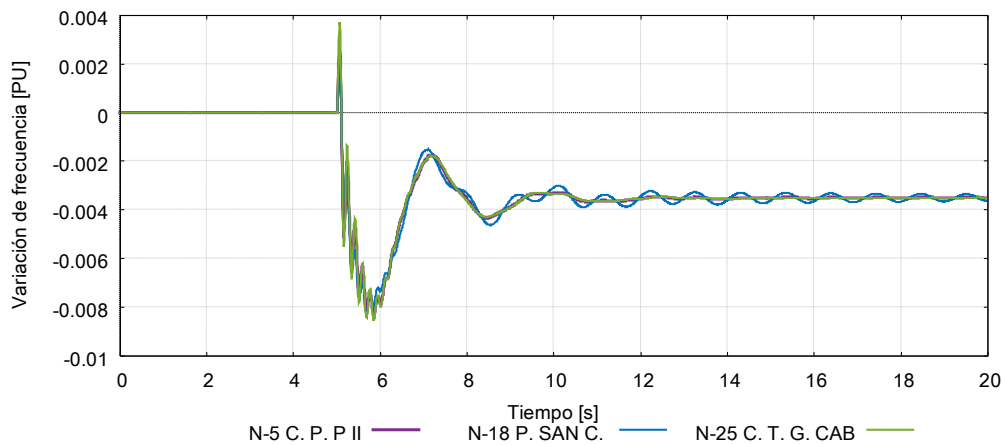
Para los nodos de generación, las gráficas de tensión de los nodos 5, 18 y 25 se muestran en la Figura 16. En estos nodos el transitorio de mayor importancia tiene una duración promedio de 2.80 s. En las tres gráficas se observa el mismo comportamiento que para el Nodo 1 en términos de la tensión, pero se tiene una diferencia después del paso el transitorio de mayor importancia; ya que para el Nodo 18 se extiende el transitorio de forma oscilatoria hasta estabilizarse a los valores en la tensión cercanos al 1.00 *PU*. Al igual que los otros nodos debido a los reguladores de tensión de las centrales. Las tensiones sufren mayormente una caída, por lo que rebasan el límite inferior por un periodo del 0.39 s aproximadamente.



**Figura 16.** Tensión en los nodos de generación. Caso 1, primera simulación

Las afectaciones en la variación en la frecuencia para los nodos 5, 18 y 25 se muestran en la Figura 17. Después de la pérdida de potencia en el sistema, todos los rotores de todos los generadores oscilan debido a la inercia almacenada en ellos y se amortiguan gracias a los reguladores de velocidad y demás sistemas de control que coadyuban a estabilizar las máquinas a una velocidad menor a la síncrona establecida y con ello se tenga una variación en la frecuencia de la red.

En la Figura 17 se puede observar este comportamiento de las tres centrales. En un principio se tiene el mismo comportamiento, con un mínimo (promedio) en la frecuencia de  $59.56 \text{ Hz}$  en el tiempo aproximado de  $5.76 \text{ s}$ . Para las centrales de los Nodos 2 y 25 mantienen su sincronía con respecto a la central del Nodo 18, ya que después del tiempo  $6.26 \text{ s}$  esta central empieza a acelerarse con respecto a las otras máquinas y amortiguarse de forma oscilatoria hasta estabilizarse al final de la simulación en un valor de  $59.78 \text{ Hz}$  o un decremento en la frecuencia del  $0.0035$  (y que después del transitorio se llega a este valor en la frecuencia en todo el sistema).



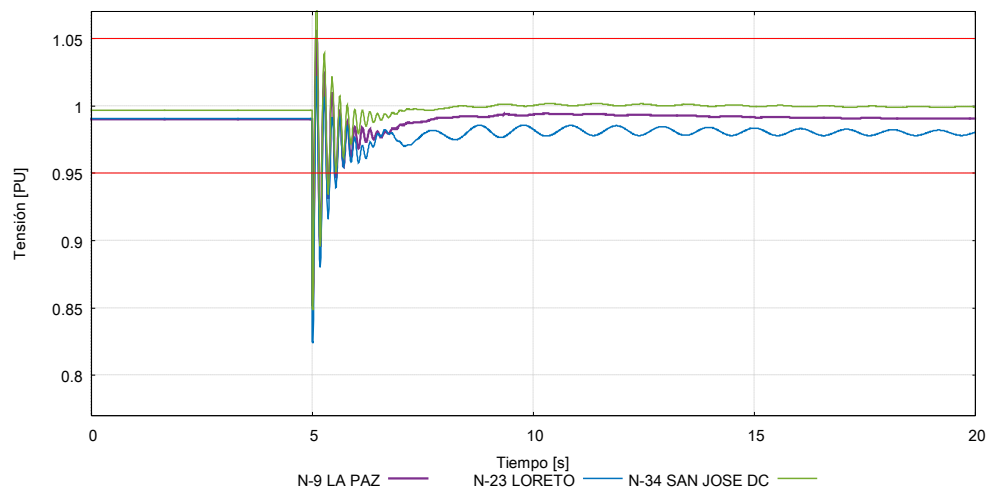
**Figura 17.** Variación en la frecuencia en nodos de generación. Caso 1, Primera simulación



Los nodos de carga a analizar corresponden a: Nodo 9 La Paz ubicado en la Zona La Paz, Nodo 23 Loreto de la Zona Constitución y para la Zona Los Cabos se tiene el Nodo 34 San Jose DC. La elección de estos nodos se hizo tomando en cuenta la caída de tensión en estos puntos, así como la distancia de las líneas de transmisión.

Las afectaciones que se observan en nodos de carga varían dependiendo de la caída de tensión previo al disturbio como al punto de generación más cercano a éste. Como se muestra en la Figura 18 el comportamiento en el cambio en la tensión está definido por el punto de generación más cercana a estos puntos. Por lo que, para el Nodo 9 el punto de generación más cercano es el Nodo 5, que corresponde a la Zona la Paz. Para el Nodo 23, el nodo de generación más importante es el Nodo 18 de la Zona de Constitución y para la Zona de los Cabos la fuente de generación más cercana al Nodo 34 es el Nodo 25. A los nodos de generación antes mencionados les corresponden las gráficas de la Figura 16.

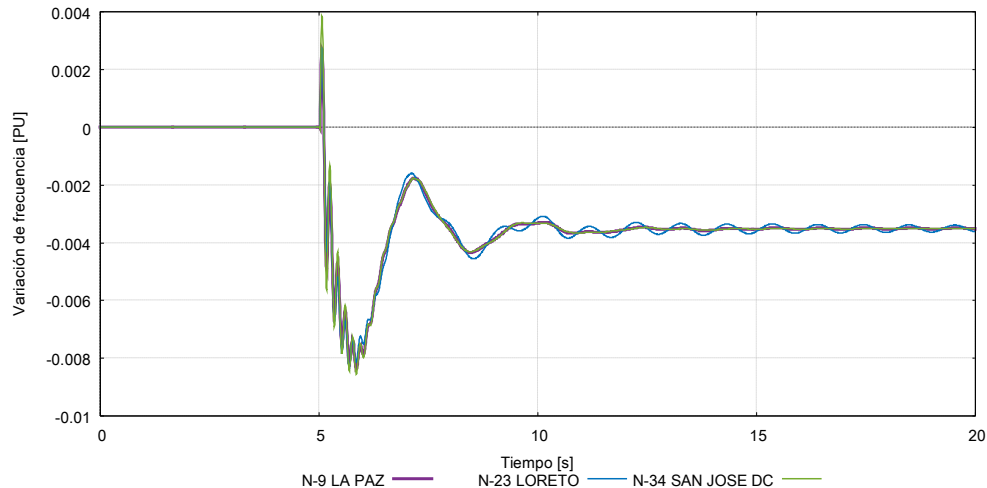
Una de las mayores afectaciones que se tiene al tener valores de caída de tensión altos en los nodos de consumo previos al disturbio es en el periodo donde la tensión rebasa el límite inferior establecido; por lo que los nodos 23 y 34 (que son los más desfavorecidos) tienen un periodo fuera del límite inferior establecido de  $0.55s$  y  $0.37s$  respectivamente, mientras que, para el Nodo 9, el lapso fuera del límite inferior es de  $0.54 s$ . Mientras que los nodos 9 y 34 regresan a sus valores iniciales  $0.990 PU$  y  $0.998$ , para el Nodo 18 tiene una caída de tensión ya que pasa del valor inicial en la tensión de  $0.990 PU$  a  $0.979 PU$ .



**Figura 18.** Tensión en los nodos de carga. Caso 1, primera simulación

Los cambios en la respuesta en la frecuencia en los nodos de carga ante la pérdida de potencia tienen cierta correspondencia con el punto de generación más cercano (Figura 19). Así, los nodos 5 (generación) y 9 (carga) de la Zona La Paz, los nodos 18 (generación) y 23 (carga) en la Zona Constitución y para la Zona Los Cabos los nodos

25 (generación) y 34 (carga) guardan correspondencia como se puede observar al comparar las gráficas de la Figura 17 y Figura 19. Al final de la simulación, todo el sistema se estabiliza en la frecuencia 59.78 Hz, debido a la pérdida de generación de las centrales fotovoltaicas.



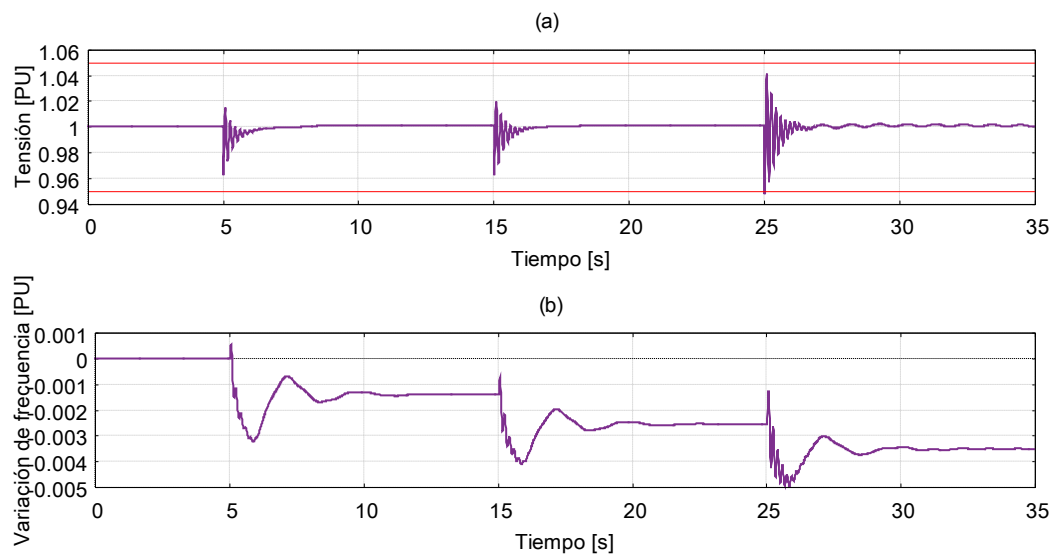
**Figura 19.** Variación en la frecuencia en los nodos de carga. Caso 1, primera simulación.

## Segunda simulación: Caso 1

En esta segunda simulación, la pérdida de potencia fue gradual en lapsos de 10s. La primera central en desconectarse a la red es Aura Solar 1, seguida por CECIL 5 conectadas en el Nodo 4, y por último la central que se encuentra en el Nodo 19 CEGEN, la potencia entregada a la red antes de su desconexión es de 7.19 %, 5.99% y 5.51% respectivamente para cada central del total de la potencia generada en el sistema. La respuesta de la central Baja California Sur I, ubicada en el Nodo 1 ante la pérdida de potencia gradual en los parámetros de tensión y frecuencia se muestran en la Figura 20.

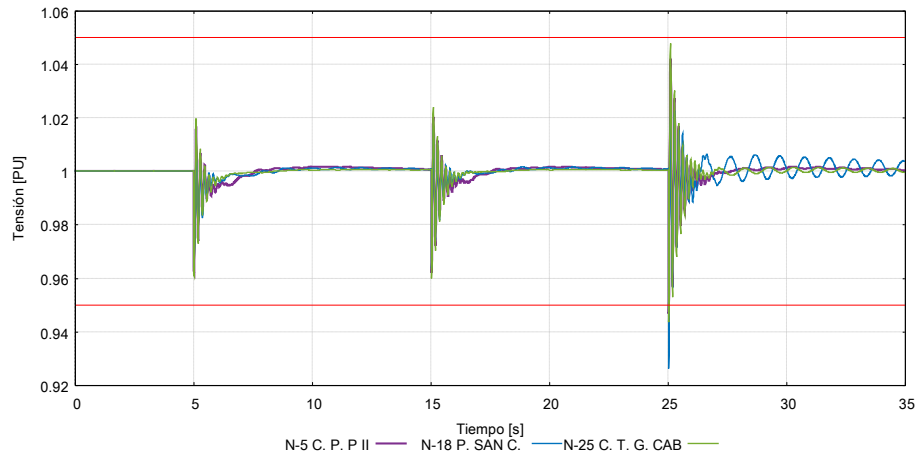
En términos generales, cuando el SE-BCS pierde potencia gradual de las centrales fotovoltaicas, la tensión en los nodos se modifica como se muestra en la Figura 20a teniendo tres transitorios en el sistema. El primero y segundo transitorios tienen una duración aproximada de 1.68 s, teniendo un mínimo aproximado de 0.961 PU en la tensión, regresando a su valor inicial. Para el tercer transitorio se prolonga su duración decayendo de forma oscilatoria (12.54 s) hasta que retoma su condición inicial (1.000 PU). La afectación en la tensión para esta simulación es menor en comparación con la primera simulación ya que los transitorios son de menor duración y solo el tercer transitorio rebasa el límite inferior por unos instantes con un mínimo en la tensión de 0.947 PU.

La respuesta en la frecuencia para este caso se muestra en la Figura 20b. Para este caso el cambio en la frecuencia fue decreciente escalonada tomando los siguientes valores: después del primer transitorio la frecuencia se estabilizó en  $59.91 \text{ Hz}$ . Para el segundo disturbio se alcanzó el valor de  $59.84 \text{ Hz}$ , y por último el sistema tuvo una afectación en la frecuencia llegando a los  $59.78 \text{ Hz}$ . Los mínimos para cada transitorio en la variación de la frecuencia son:  $-0.0031 \text{ PU}$  ( $59.80 \text{ Hz}$ ),  $-0.0041 \text{ PU}$  ( $59.75 \text{ Hz}$ ) y  $-0.0049$  ( $59.70 \text{ Hz}$ ) respectivamente, y dichos valores no llegan a rebasar el límite inferior de  $-0.02 \text{ PU}$ .



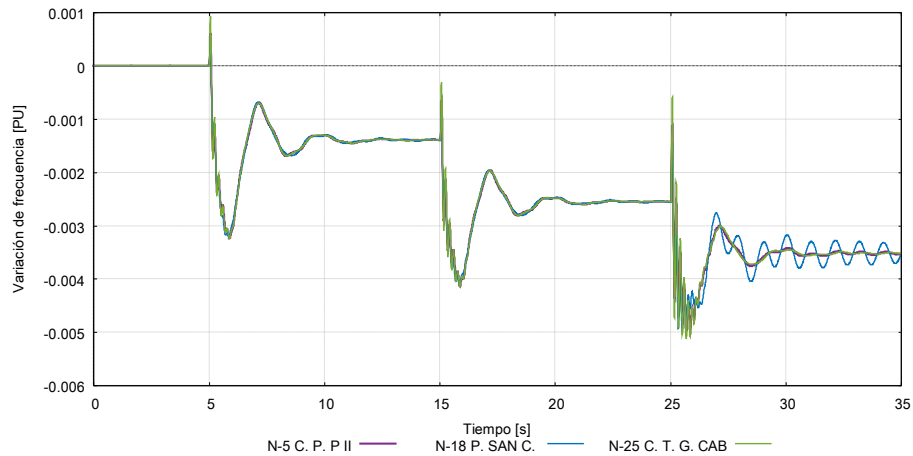
**Figura 20.** Cambios en la tensión y frecuencia para el Nodo 1, Caso 1, Segunda simulación.

Los nodos de generación analizados son los mismos para el Caso 1, primera simulación (nodos 5, 18 y 25) y sus gráficas se muestran en la Figura 21. En cierto modo, en los dos primeros transitorios las tres centrales se comportan de la misma forma que el Nodo 1 en la segunda simulación, donde después del transitorio regresan a su valor en la tensión de  $1.000 \text{ PU}$ . Para el tercer disturbio, las centrales conectadas en los nodos 5 y 25 tienen la misma respuesta que para el Nodo 1, mientras que para la central conectada al Nodo 18 sufre una respuesta más severa, con un mínimo de  $0.926 \text{ PU}$  y su transitorio se extiende de forma oscilatoria hasta el tiempo  $44.06 \text{ s}$  de la simulación para este caso, retomando su valor de  $1.000 \text{ PU}$ .



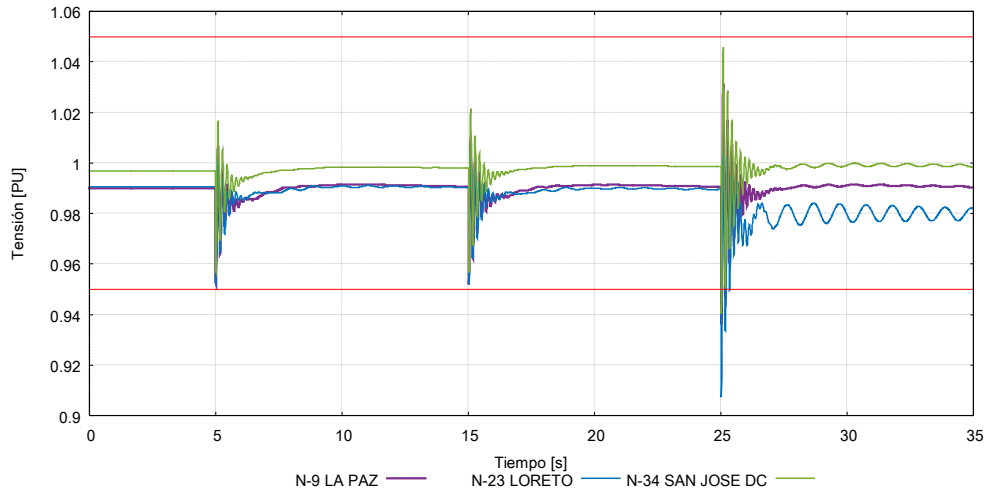
**Figura 21.** Tensión en los nodos de generación. Caso 1, segunda simulación

Para el parámetro de la frecuencia en los nodos de generación (Figura 22) se tiene el mismo comportamiento que el Nodo 1, como se puede observar al comparar la Figura 22 con la Figura 20b. Al igual que en la tensión, la frecuencia de la central conectada al Nodo 18, se tiene una prolongación del transitorio decreciente que se extiende hasta el tiempo aproximado de 46.98 s de la simulación. Después de este tiempo, el sistema completo tiene una variación en la frecuencia del  $-0.0035 \text{ PU}$  (59.78 Hz).



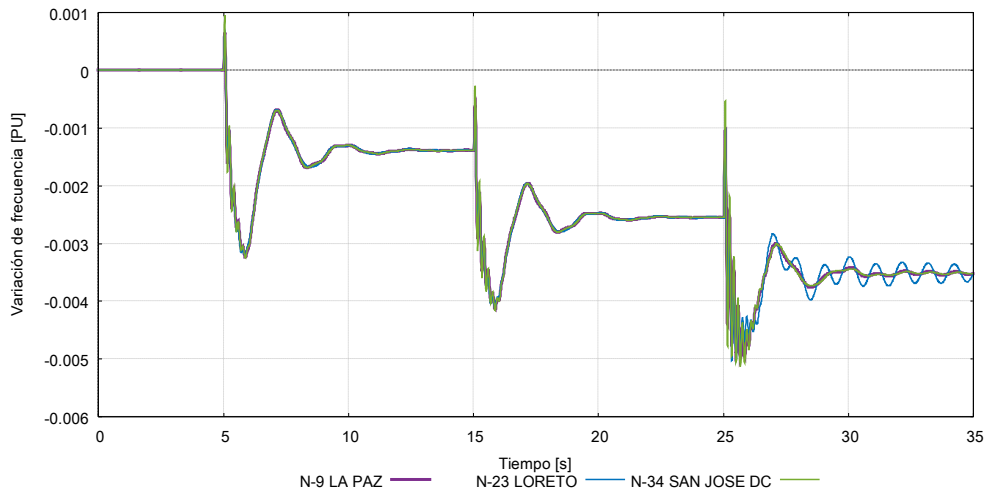
**Figura 22.** Variación en la frecuencia para los nodos de generación. Caso 1, segunda simulación

La respuesta de los nodos de carga 9, 23 y 34 se observa en la Figura 23. Al igual que en la primera simulación, la caída de tensión previa al disturbio juega un papel importante en el tiempo donde el transitorio rebasa el límite inferior en la tensión, así como los puntos de generación más cercanos al nodo de carga. Cabe señalar que, al igual que en los nodos de generación para esta segunda simulación, después del primer y segundo transitorio, los valores regresan a su condición inicial (0.990 PU, 0.990 PU y 0.998 respectivamente), pero después del tercer transitorio el nodo 18 sufre una caída importante en su tensión con un valor de 0.979 PU al final de la simulación.



**Figura 23.** Tensión en los nodos de carga. Caso 1, segunda simulación.

Tomando en cuenta la respuesta y que son los mismos nodos (9, 23 y 34) para la primera simulación, Caso 1, es igual la respuesta en la frecuencia, tomando como referencia el punto de generación más cercana al nodo de carga. Esto se puede observar al comparar las gráficas de la Figura 22 que corresponden a nodos de generación y la Figura 24 donde se muestran los nodos de carga. Al final de la simulación, todos los valores en los nodos convergen a una reducción de la frecuencia del  $-0.0035$  PU (59.78 Hz).



**Figura 24.** Variación en la frecuencia en los nodos de carga. Caso 1, segunda simulación.

A continuación, se hace una comparación entre las dos simulaciones hechas para el Caso 1 para los parámetros de tensión y frecuencia, así como la potencia entregada a la red antes y después el disturbio para los nodos representativos.

Al final de cada simulación, las tensiones en los nodos pasan a un estado estable después del disturbio. Así, en la Tabla 12 se comparan los resultados previos y posteriores al disturbio obtenidos mediante estas dos simulaciones.

En términos generales, tanto en la primera como en la segunda simulación se obtuvieron los mismos resultados cuando el sistema se estabilizó después de la pérdida total o gradual, según sea el caso. Al comparar las tensiones previas y post-disturbio se observa que para los nodos que corresponden a la Zona Constitución se tiene una caída de tensión, siendo las más notables en los nodos 19, 22 y 23 donde se tuvo una reducción del 1.1% de la tensión anterior al disturbio. Esto se debe a la pérdida de la central fotovoltaica conectada en el nodo 19, ya que esta, es la que regula la tensión en este nodo, por lo que, al momento de su desconexión de la red, el nodo deja de ser un nodo de tensión controlada.

En la Figura 23 se puede observar con mayor detenimiento que después de que la pérdida de la central fotovoltaica conectada al nodo 19 (tercer transitorio) la tensión en el nodo 23 decae.

**Tabla 12.** Comparación de tensión para el Caso 1.

Nodo	Nombre del nodo	Tipo de nodo	Tensión Base [kV]	Tensión previa al disturbio [PU]	Tensión después del disturbio [PU]	
					1er simulación	2da simulación
1	COROMUEL	Compensación	230	1.000	1.000	1.000
4	OLAS ALTAS	Tensión controlada	115	1.000	1.000	1.000
5	C. P. P. II	Tensión controlada	115	1.000	1.000	1.000
6	C. P. P. I	Tensión controlada	115	1.000	1.000	1.000
9	LA PAZ	Carga	115	0.990	0.990	0.990
10	PALMIRA	Carga	115	0.994	0.994	0.994
13	REFORMAS A.	Carga	115	0.994	0.993	0.993
17	V. CONSTITU	tensión controlada	115	0.998	0.992	0.991
18	P. SAN C.	tensión controlada	115	1.000	1.001	1.001
19	INSURGENTES	tensión controlada	115	1.000	0.989	0.989
22	P. ESCONDIDO	Carga	115	0.993	0.982	0.982
23	LORETO	Carga	115	0.990	0.979	0.979
24	EL PALMAR	Carga	115	1.005	1.006	1.006
25	C. T. G. CAB	tensión controlada	115	1.000	1.000	1.000
34	SAN JOSE DC	Carga	115	0.997	0.998	0.998
35	SANTIAGO	Carga	115	1.002	1.003	1.003

Para el parámetro de la frecuencia, después del disturbio debido a la potencia perdida de las centrales fotovoltaicas, la frecuencia en todo el sistema tiene una disminución del 0.35%; y al final de las dos simulaciones se estabiliza con un valor de 59.78 Hz.

En términos de la potencia generada, en la Tabla 13 se comparan los resultados arrojados en las dos simulaciones como también los valores previos al disturbio en porcentaje con base en la potencia máxima que puede entregar cada central para esos instantes. En las dos simulaciones hechas para este caso, se llegan a los mismos valores después de estabilizarse todo el sistema. El aumento en la potencia en las centrales que quedan en servicio para la central Baja California Sur es del 15.14%, para la Central Punta Prieta II es del 15.40%, la Central San Carlos con el 14.87% y la Central Los Cabos aumenta su potencia 16.04%. En instancias antes del disturbio se tiene un margen de Reserva Operativa del sistema de 40.83%, el cual pasa hacer del 21.48% con respecto a la demanda para este caso.

**Tabla 13.** Comparación de la potencia entregada para el Caso 1

Central	Tecnología	Potencia máxima [MW]	Potencia entregada antes del disturbio	Potencia entregada después del disturbio	
				1era simulación	2da simulación
Baja California Sur	Combustión interna	168.00	67.54%	82.68%	82.67%
Aura Solar	Fotovoltaica	30.00	85.00%	0.00%	0.00%
CECIL 5	Fotovoltaica	25.00	85.00%	0.00%	0.00%
Punta Prieta I	Turbogás	Fuera servicio	0.00%	0.00%	0.00%
Punta Prieta II	Termoeléctrica convencional	105.00	68.00%	83.40%	83.40%
Cuidad Constitución	Turbogás	Fuera servicio	0.00%	0.00%	0.00%
San Carlos (Agustín Olachea A.)	Combustión interna	100.00	68.00%	82.87%	82.88%
CEGEN	Fotovoltaica	23.00	85.00%	0.00%	0.00%
Los Cabos	Turbogás	52.00	68.00%	84.04%	84.03%
Reserva Operativa	Total	185.77	40.83%	21.48%	21.48%

Al final de las simulaciones, el sistema es estable, conservando el Estado de Operación Normal. Para Remediar la disminución en la frecuencia, cada central toma

las medidas correctivas para regresar a la velocidad síncrona los generadores por medio de los controladores de turbina y así restituir la frecuencia al valor de 60 Hz.

## 4.2 Caso 2: Demanda máxima

En este caso de estudio a analizar se expone un disturbio severo por falta de potencia en el SE-BCS debido a la intermitencia de la energía solar. En primera instancia, se tomó el pronóstico hecho por la SENER sobre la demanda horaria proyectada para el día 22 de agosto del 2020, siendo el día con mayor demanda del todo el año del 2020 en esta región. El consumo eléctrico proyectado es de 553.00 MW para todo el SE-BCS.

### Estado estable para el Caso 2

En el Caso 2, la potencia suministrada al sistema para poder cubrir la demanda proyectada es de 595.02 MW, de la cual, el 7.06% de la generación es energía que se pierde en las líneas de transmisión. En la Tabla 14 se muestra por zona: la generación, consumo y pérdidas del sistema. La zona de La Paz es donde se tiene el mayor consumo (62.62%) y generación (41.25%) de energía total del sistema, mientras que para la zona de Constitución se tiene una mayor generación (22.55%) y se cuenta con menor consumo de energía (10.71%). Caso contrario, la zona de Los Cabos cuenta con un mayor consumo de energía del 40.98% pero con el 14.82% de la generación de sistema.

**Tabla 14** Potencia generada, pérdidas y consumo de energía eléctrica, Caso 2

Zona	Generación		Carga		Perdidas	
	[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
La Paz	372.62	62.62%	245.45	41.25%	7.90	1.33%
Constitución	134.20	22.55%	63.71	10.71%	4.73	0.79%
Los Cabos	88.20	14.82%	243.84	40.98%	29.39	4.94%
SE-BCS (total <sup>10</sup> )	595.02	100.00%	553.00	92.94%	42.02	7.06%

El intercambio de energía entre zonas se da entre Constitución a la Paz con el 6.06%, y entre la zona La Paz y Los Cabos se tiene un 27.01% de intercambio del total de energía generada para este caso, siendo Los Cabos una zona importadora de energía. En la Figura 25, se muestra el diagrama del SE-BCS para el Caso 2. En cada

<sup>10</sup> Para los cálculos de porcentaje se tomó como base la potencia generada.



nodo se cuenta con la información de nivel de tensión, potencia activa y generada y consumida (sea por central o punto de carga).

De la energía que se entrega a la red para este caso, sólo el 11.14% proviene a partir de la radiación del sol, y el resto (88.86%) es suministrado por tecnologías convencionales. De la Tabla 15 se puede observar la generación, así como el porcentaje de la capacidad de generación a la que trabaja cada central eléctrica. Las centrales, para este caso, utilizan todas las unidades de generación que se enlistan en la Tabla 5, por lo que el sistema se encuentra a su máxima capacidad con una potencia de Reserva Operativa del 8.48 % con respecto a la potencia total de generación en todo el sistema, entrando en Estado de Alerta debido a que se encuentra entre los límites que establece en el Código de Red [7] para este estado.

**Tabla 15.** Generación de electricidad por Central Eléctrica para Caso 2

Central	Tecnología	Potencia firme [MW]	Generación [MW]	Porcentaje de generación
Baja California Sur	Combustión interna	204.00	196.27	96.21%
Aura Solar 1	Fotovoltaica	30.00	25.50	85.00%
CECIL 5	Fotovoltaica	25.00	21.25	85.00%
Punta Prieta I	Turbogás	39.00	35.10	90.00%
Punta Prieta II	Termoeléctrica convencional	105.00	94.50	90.00%
Cuidad Constitución	Turbogás	29.00	24.65	85.00%
San Carlos (Agustín Olachea A.)	Combustión interna	100.00	90.00	90.00%
CEGEN	Fotovoltaica	23.00	19.55	85.00%
Los Cabos	Turbogás	98.00	88.20	90.00%

En estas condiciones, los valores de tensión en cada nodo son constantes, así como la frecuencia (60 Hz) en todo el sistema. Se observa en la Tabla 16 los valores de tensión en algunos nodos representativos de la red. El valor más alto dentro de la red se encuentra en el Nodo 24 (El Palmar) con un valor de 115.21 kV (1.002 PU) mientras que el Nodo 23 (Loreto) es el nodo más desfavorecido contando con 111.56 kV (0.970 PU), esto se debe a que es el punto más alejado del sistema, teniendo una mayor caída de tensión provocado por la impedancia de las líneas de transmisión.

Todos los valores en cada punto de conexión están dentro de los requerimientos de  $\pm 5\%$  de los valores base de tensión estipulados en el Código de Red [7].

**Tabla 16.** Valores de tensiones para el Caso 2.

N°	Nombre del nodo	Tensión Base [kV]	Tipo de nodo	Tensión en Edo Estable	
				[kV]	[PU]
1	COROMUEL	230	Compensación	230.00	1.000
4	OLAS ALTAS	115	Tensión controlada	114.92	0.999
5	C. P. P. II	115	Tensión controlada	114.95	1.000
6	C. P. P. I	115	Tensión controlada	115.00	1.000
9	LA PAZ	115	Carga	112.88	0.982
10	PALMIRA	115	Carga	113.72	0.988
13	REFORMAS A.	115	Carga	113.25	0.985
17	V CONSTITUCIÓN	115	tensión controlada	114.79	0.998
18	P. SAN C.	115	tensión controlada	115.00	1.000
19	INSURGENTES	115	tensión controlada	114.46	0.995
22	P. ESCONDIDO	115	Carga	112.13	0.975
23	LORETO	115	Carga	111.56	0.970
24	EL PALMAR	115	Carga	115.21	1.002
25	C. T. G. CAB	115	tensión controlada	115.00	1.000
34	SAN JOSE DC	115	Carga	112.72	0.980
35	SANTIAGO	115	Carga	112.79	0.981

SE-BCS Case Summary:  
 Total loads : 553.00 MW, 117.32 MVAR  
 Total generation : 595.02 MW, -19.15 MVAR  
 Total losses : 42.02 MW, 98.31 MVAR

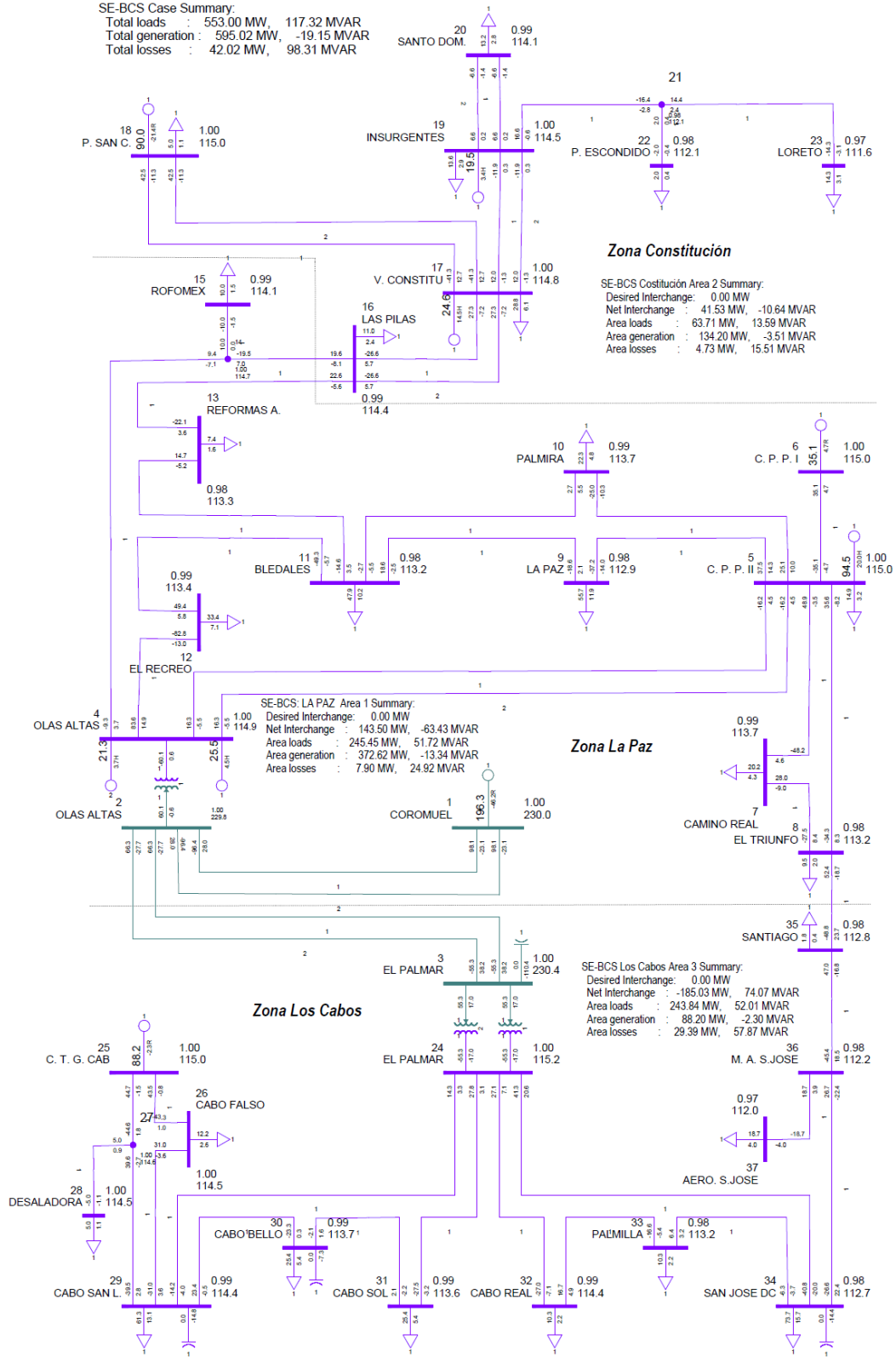


Figura 25. Caso 2: Flujos de potencia del SE-BCS

## Dinámica del Caso 2: Intermittencia en la demanda máxima

Para este caso, se hace el supuesto donde el sistema se encuentra a su capacidad máxima de generación, tomando las restricciones de operación que marca el Código de Red [7]. El programa toma los valores de tensión de cada nodo y frecuencia constante de todo el sistema del estudio de flujos de potencia antes descrito.

Al igual que en el Caso 1, se realizaron dos simulaciones para este caso: para la *primera simulación*, se apagaron de una sola vez todas las unidades de generación con energía solar; en la *segunda simulación* se fueron desconectando en periodos de 10.00 s una a una las unidades.

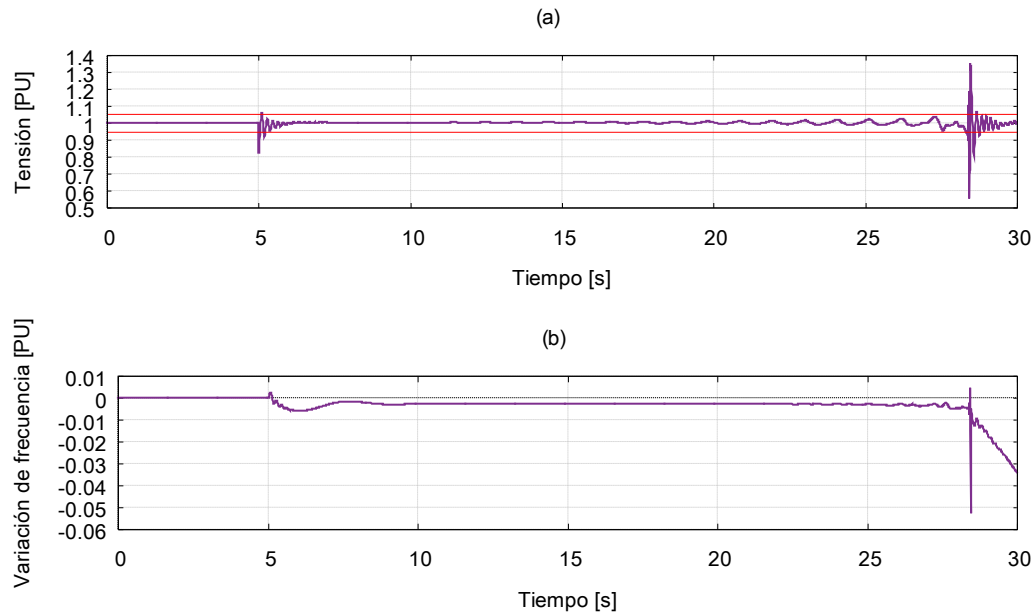
### Primera simulación, Caso 2

Para la *primera simulación* del Caso 2, se muestra en la Figura 26 las gráficas de los parámetros de tensión y frecuencia para el Nodo 1 (Coromuel) en un tiempo comprendido de 30.00 s. En el tiempo 0.00 s hasta los 5.00 s el sistema se encuentra estable, cumpliendo con los criterios establecidos con el Código de Red en los parámetros de tensión y frecuencia. Después de los 5 s, el sistema sufre una pérdida de energía por parte de las centrales fotovoltaicas provocando un disturbio en la red, perdiendo el 11.14% de la generación que se tiene en ese momento. En momentos anteriores a la desconexión, el sistema se encuentra operando dentro de los límites de Reserva Operativa con solo el 8.48 % , por lo cual, después de la pérdida de las centrales fotovoltaicas, las demás centrales no logran suministrar la potencia que demanda las cargas conectadas. De esta forma, el SE-BCS se desestabiliza pasando del Estado de Alerta al Estado de Emergencia ante esta pérdida de potencia. Para el tiempo 28.44 s el sistema colapsa debido al poco margen de potencia de reserva que tiene la red para este caso.

En el parámetro de la tensión para el Nodo 1, se manifiesta un transitorio que dura aproximadamente 2.20 s se tiene un pico mínimo en el tiempo 5.016 s de 0.823 PU, y un máximo de 1.057 PU en el tiempo 5.12 s, la cual decae de forma periódica; tratando de retomar su valor inicial (1.000 PU) en respuesta de sistema de control del generador como se muestra en la Figura 26a, pero el sistema no logra estabilizarse y con ello, la tensión en este nodo.

Para el parámetro de la frecuencia se observa (Figura 26b) que después de la pérdida en la entrega de potencia, las máquinas conectadas en este nodo sufren un desaceleramiento; el cual se manifiesta en un transitorio oscilatorio de mayor duración que el de la tensión, con una duración aproximada de 6.20 s hasta llegar a un valor constante de 59.84 Hz (una disminución en la frecuencia del  $-0.0026$  PU), teniendo

un valor mínimo de  $59.63 \text{ Hz}$  en el tiempo  $6.05 \text{ s}$ . Al igual que la tensión, la frecuencia en el sistema no logra estabilizarse a falta de potencia en la red, colapsando en el tiempo  $28.44 \text{ s}$  de la simulación.

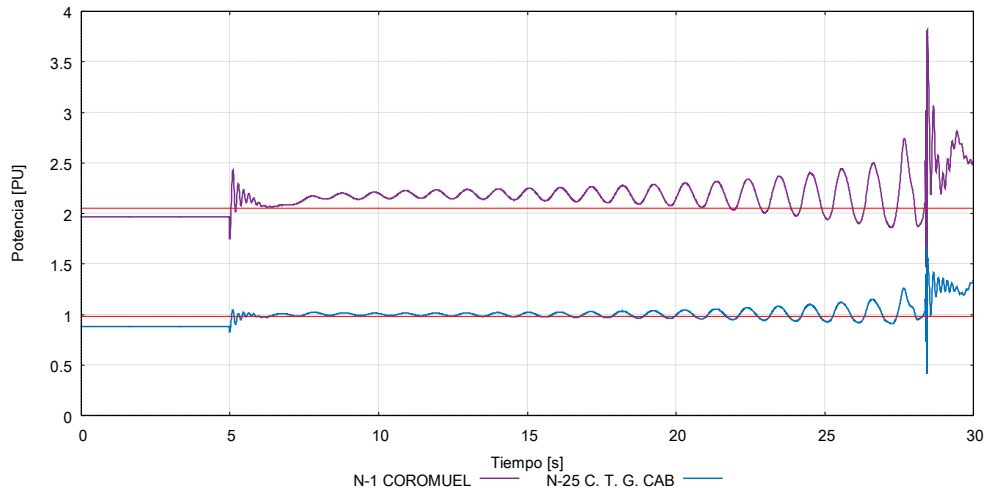


**Figura 26.** Cambios en la tensión y frecuencia en el Nodo 1, Caso 2, primera simulación.

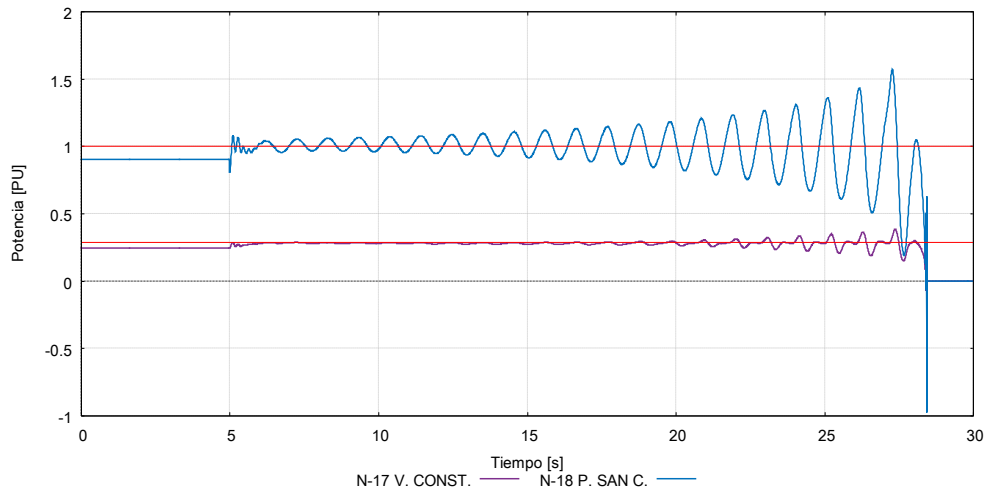
Debido a la pérdida repentina de potencia, las centrales eléctricas conectadas al sistema no pueden cubrir con la carga demandada ya que, como se muestra en la Tabla 15, las centrales con tecnología convencional trabajan al 90.00% de su capacidad con excepción de la Central Baja California Sur, la cual trabaja al 96.21%. Aunado a que la potencia pérdida (11.14%) es superior a la reserva de potencia que cuenta el sistema (8.48%).

La inestabilidad en la potencia entregada de las centrales conectadas en los nodos 1 y 25 se muestran en la Figura 27, donde se observa que la Central Baja California Sur (Nodo 1) es la que sufre un mayor transitorio. Una posible causa de este suceso es porque la central trabaja en los límites de su capacidad máxima, donde las líneas rojas corresponden a la potencia máxima que puede entregar la planta.

Dentro de la simulación, las dos primeras centrales en desconectarse debido a la inestabilidad del sistema son Ciudad Constitución (Nodo 17) y Puerto San Carlos (Nodo 18) a los  $28.44 \text{ s}$  de la simulación como se observa en la Figura 28. Después de la pérdida el sistema pasa al Estado de Emergencia colapsando a los  $28.44 \text{ s}$  de la simulación.



**Figura 27.** Inestabilidad en la potencia para los nodos 1 y 25. Caso 2, primera simulación



**Figura 28.** Inestabilidad en la potencia para los nodos 17 y 18. Caso 2, primera simulación

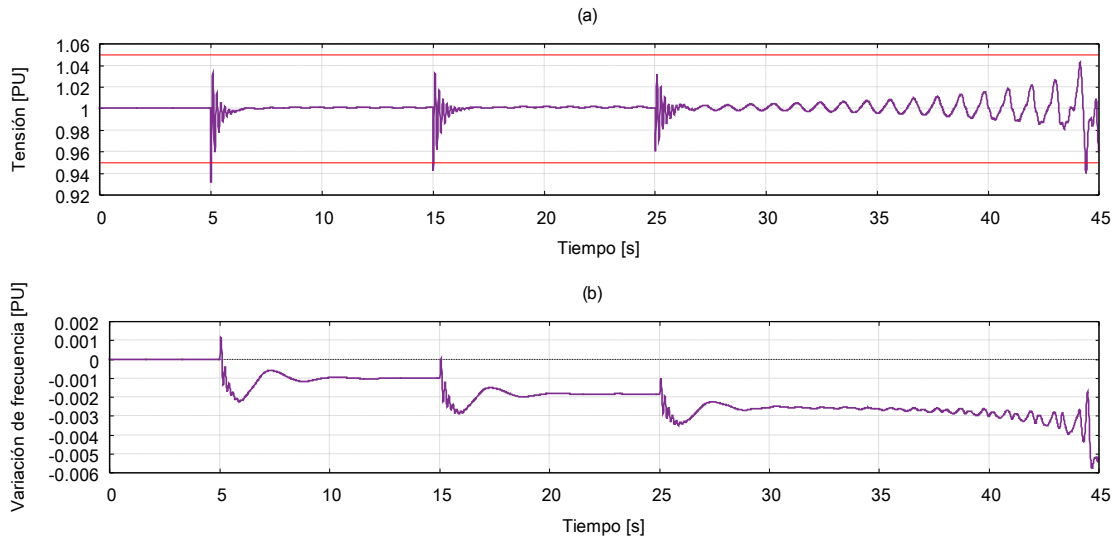
## Segunda simulación, Caso 2

Para esta segunda simulación, la pérdida de potencia fue gradual; desconectando cada 10.00 s las centrales fotovoltaicas del sistema. La primera central en desconectarse fue Aura Solar 1 con el 4.29% de potencia total del sistema, seguido por CECIL 5 con el 3.57% y por último con del 3.29% la central CEGEN.

En términos generales, las afectaciones en la tensión ante la pérdida gradual de potencia en el sistema en las primeras dos desconexiones son de menor impacto en comparación a cuando el sistema se desestabiliza después del tercer transitorio, ya que los valores que toma la tensión en el nodo 1 durante la simulación se ubican dentro de la banda de  $\pm 5.00\%$  que establece el Código de Red (con excepción de

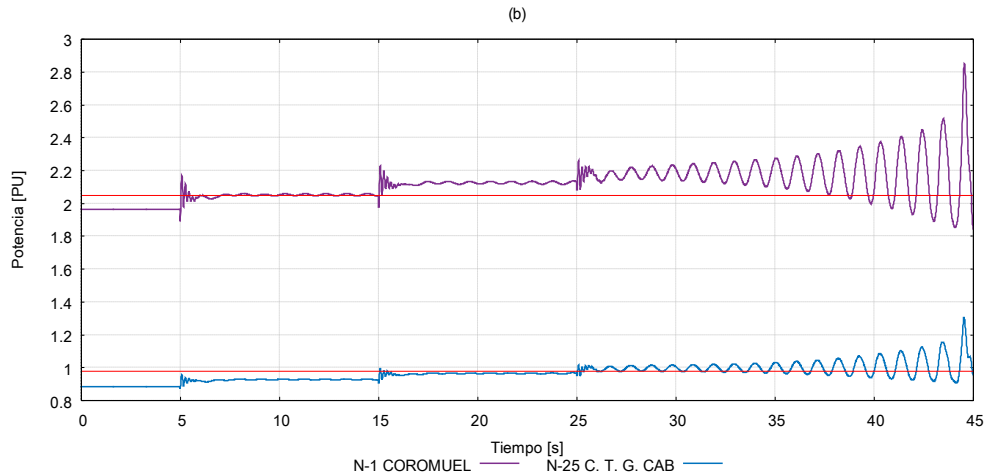
unos instantes para los dos primeros transitorios). Después del tercer transitorio el sistema pierde estabilidad como se muestra en la Figura 29a.

Las afectaciones en la frecuencia se observan en la Figura 29b, las cuales se mantienen en la banda permitida por el Código de Red del  $\pm 2.00\%$  en la variación de la frecuencia. Al igual que en la tensión, las afectaciones mayores se tienen después del tercer transitorio, ya que el sistema pierde estabilidad debido la falta de potencia en la red y que las máquinas trabajan a su máxima potencia.

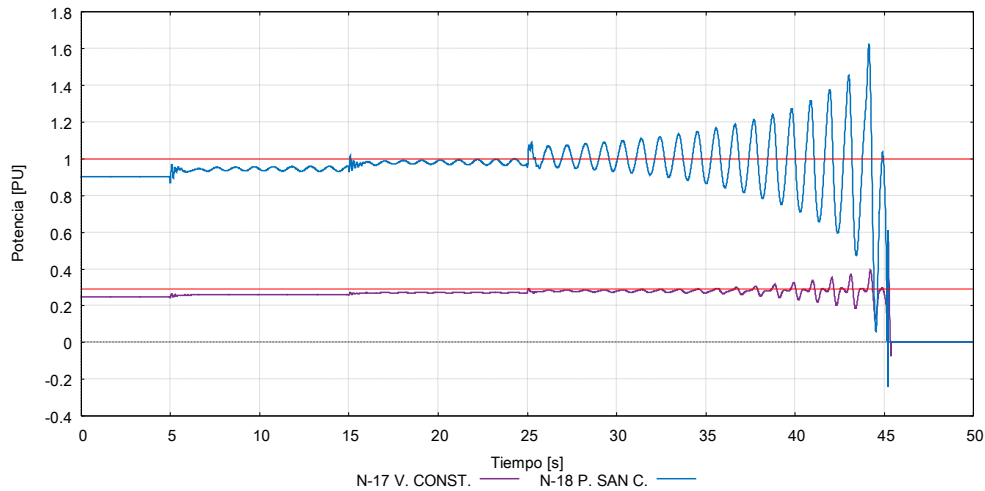


**Figura 29.** Cambios en la tensión y frecuencia en el Nodo 1, Caso 2, segunda simulación.

Así, el sistema empieza a sufrir inestabilidad por falta de potencia pasando del Estado de Alerta al de Emergencia después de la segunda pérdida como se muestra en las gráficas de la Figura 30 para los nodos de generación 1 y 25. Se puede observar que para la central Baja California Sur (Nodo 1) excede la potencia máxima que puede entregar la planta; en este caso, las protecciones de las máquinas responderían y desconectarían de la red las unidades para evitar daños eléctricos y mecánicos. Debido a las generalidades hechas en esta simulación, la respuesta de desconexión se realiza con base en la operación de los sistemas de control de regulación de velocidad y tensión, por lo que para este caso la central del Nodo 1 continúa operando con una potencia promedio de 212.36 MW (un 4.15% más de su potencia máxima). Mientras que, para los dos primeros transitorios, las otras centrales operan por debajo del su límite de generación como se observa en las gráficas para los nodos 25, 17 y 18 de la Figura 30 y Figura 31 respectivamente. La primera central en desconectarse de la red corresponde al Nodo 18, a los 45.21 s seguido por la central conectada al Nodo 17 al tiempo 45.38 s de la simulación, generando el colapso del sistema.



**Figura 30.** Inestabilidad en la potencia para los nodos 1 y 25. Caso 2, segunda simulación



**Figura 31.** Inestabilidad en la potencia para los nodos 17 y 18. Caso 2, primera simulación

### 4.3 Acciones remediales para el Caso 2

En el Código de Red, establece que, para recuperar los niveles de reserva y restablecer en el SEN el Estado Operativo Normal, el CENACE puede implementar [7]:

- la desconexión de carga (tiro de carga),
- y adquisición de potencia por protocolo de emergencia correctivo

Por lo tanto, se simulan estos dos protocolos para restablecer el sistema para el Caso 2, tanto para la primera y la segunda simulación y así evitar el colapso total del SE-



BCS ante la intermitencia en la generación de las tecnologías solar-fotovoltaicas. Mediante la remediación por desconexión de carga se propone desconectar de la red siete puntos de carga sumando así el 12.29% de la demanda total. *Para la remediación mediante adquisición de potencia se propone bancos de baterías, así como su distribución en la red.*

### **Desconexión de carga.**

La desconexión de carga deberá de ser uno de los últimos recursos para el control de las variables del SEN. Así, la selección de Centros de Carga a desconectar debe de estar asociados a una prioridad, de forma tal que se debe de minimizar las afectaciones de las Cargas Críticas. Además, las Entidades Responsables de Carga podrán considerar la adopción de esquemas de desconexión de carga automática para atender las instrucciones que el CENACE emita cuando sea requerido [7].

En esta acción remedial del sistema se desconectó un total de carga correspondiente al 12.29% (67.95 MW) del total de la demanda al sistema. En la Tabla 17 se enlistan las cargas desconectadas.

**Tabla 17.** Carga desconectada

Nodo	Nombre del nodo	Zona	Porcentaje de la demanda
7	CAMINO REAL	La Paz	3.75%
8	EL TRIUNFO	La Paz	1.76%
13	REFORMAS A.	La Paz	1.37%
16	LAS PILAS	La Paz	2.05%
22	P. ESCONDIDO	Constitución	0.36%
23	LORETO	Constitución	2.67%
35	SANTIAGO	Los Cabos	0.33%

Se trató de desconectar las cargas que generaran menores pérdidas monetarias y cuidando que ciudades o localidades importantes o turísticas no se vieran afectadas ante la interrupción del suministro eléctrico, así como la cantidad suficiente para que el sistema no colapse.

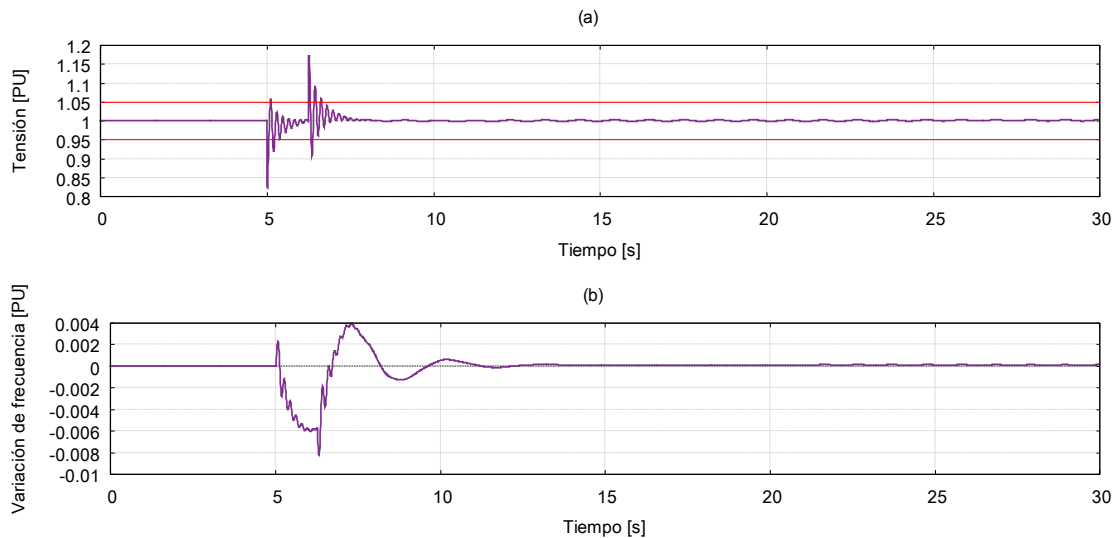
### **Desconexión de carga: primera simulación, Caso 2**

En la primera simulación de Caso 2, se simuló la intermitencia debido a las energías renovables con una pérdida total de potencia proporcionada por estas tecnologías al sistema. Por lo tanto, se propuso que la desconexión de carga fuera total en el tiempo 6.25 s de la simulación, tiempo en el cual, los sistemas de control de las centrales

tratan de mantener estable el sistema (ver Figura 27) obteniendo los siguientes resultados:

Para el Nodo 1, el cambio en la tensión se muestra en la Figura 32a, donde se observa el primer transitorio debido a la pérdida de potencia generada. El segundo transitorio corresponde a la desconexión de carga donde se tiene en mayor parte una subida en la tensión reflejada en lapso 0.49 s donde el transitorio rebasa el límite superior; y estableciéndose dentro del 1.00 *PU* después de la desconexión de carga.

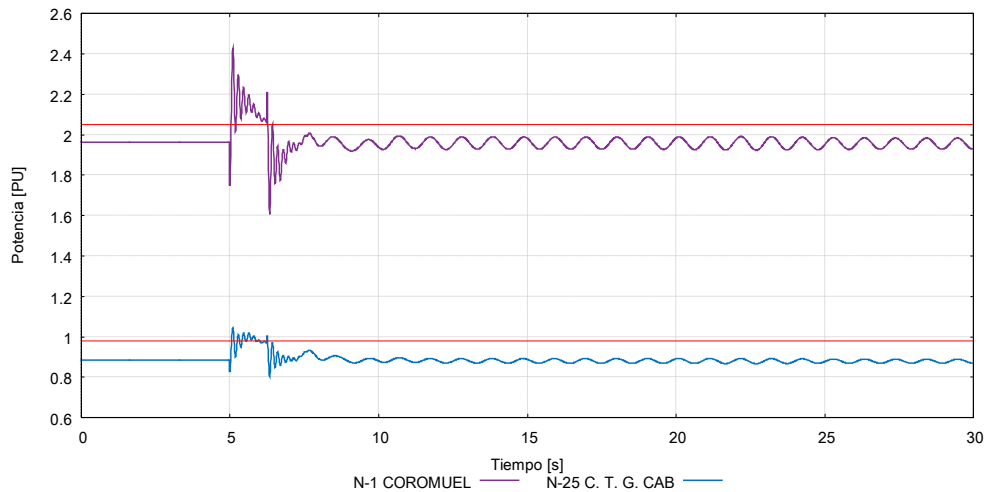
Se aprecia en la Figura 32b la respuesta de la frecuencia para el Nodo 1 ante la remediación del sistema con tiro de carga. Al momento de la intermitencia total de las centrales fotovoltaicas, los generadores síncronos sufren un par negativo desacelerándose, después del tiempo 6.25 s. Al desconectar la carga, las máquinas sufren un par positivo acelerándose y por ende la frecuencia del sistema crezca teniendo un pico de 60.23 *Hz* (un aumento de 0.0039 *PU*) hasta establecerse alrededor de los 60 *Hz* al final de la simulación.



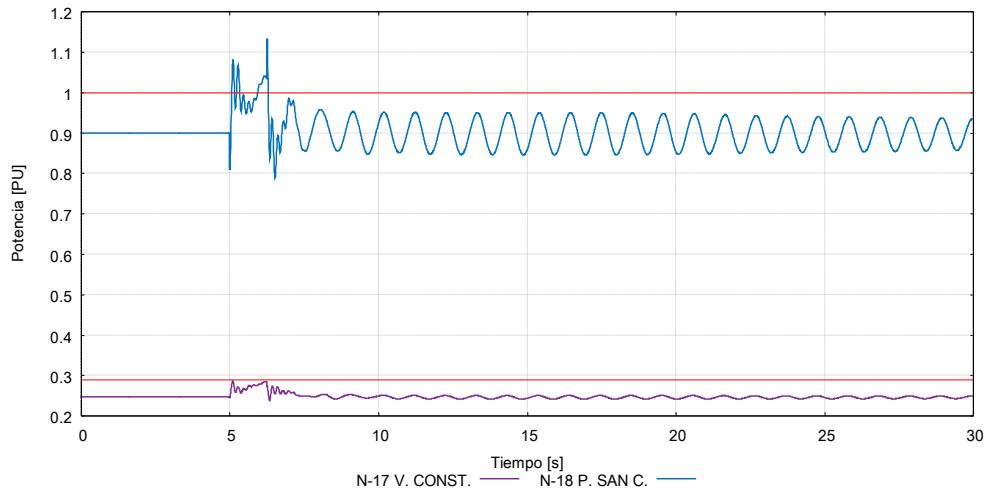
15

**Figura 32.** Tensión y frecuencia en el nodo 1, remediación por tiro de carga, simulación 1, Caso 2

Después del tiro de carga, el sistema regresa al Estado de Alerta como se muestran en la Figura 33 y Figura 34 donde se observa las gráficas para los nodos 1 y 25, 17 y 18; respectivamente. Las centrales de los nodos 1 y 18 son las más afectadas por el siniestro, pero se logran estabilizar mediante la desconexión de carga.



**Figura 33.** Potencia para los nodos 1 y 25; remediación por tiro de carga, primera simulación, Caso 2



**Figura 34.** Potencia para los nodos 17 y 18; remediación por tiro de carga, primera simulación, Caso 2

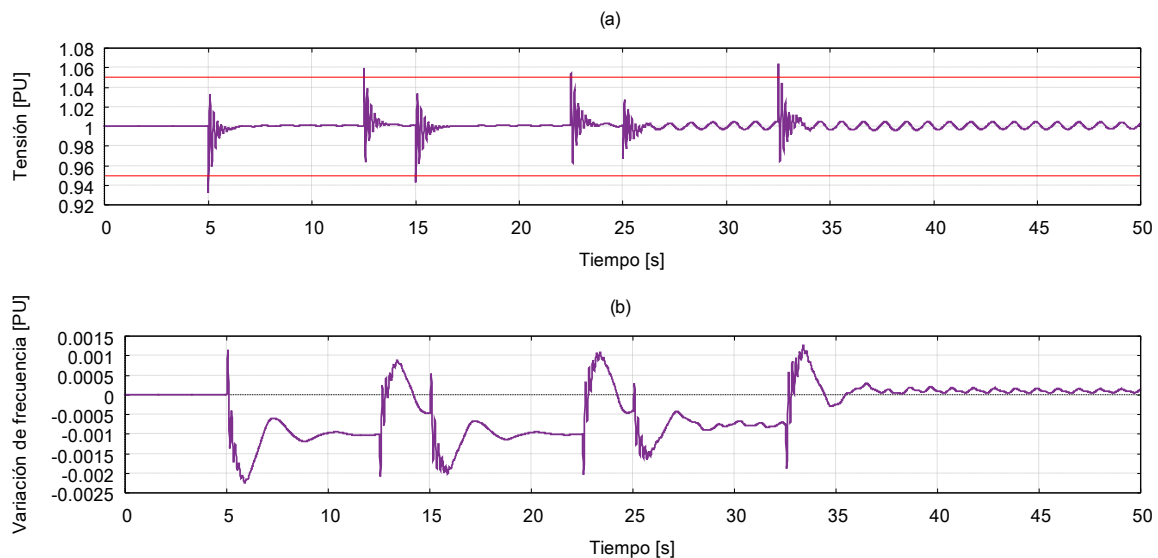
### Desconexión de carga: Segunda simulación, Caso 2

La desconexión se realizó por etapas al igual que la pérdida de potencia. Así, después de la pérdida de potencia cada 10 s, le seguía la desconexión de nodos de generación cada 7.50 s que corresponden a:

- Primera desconexión: Nodos 8, 13, 22 y 35, con una demanda del 3.82% de la demanda total
- Segunda desconexión: Los nodos 16 y 23 con el 4.72 % de la demanda del sistema y
- Tercera desconexión: el Nodo 7 con una demanda desconectada del 3.75%.

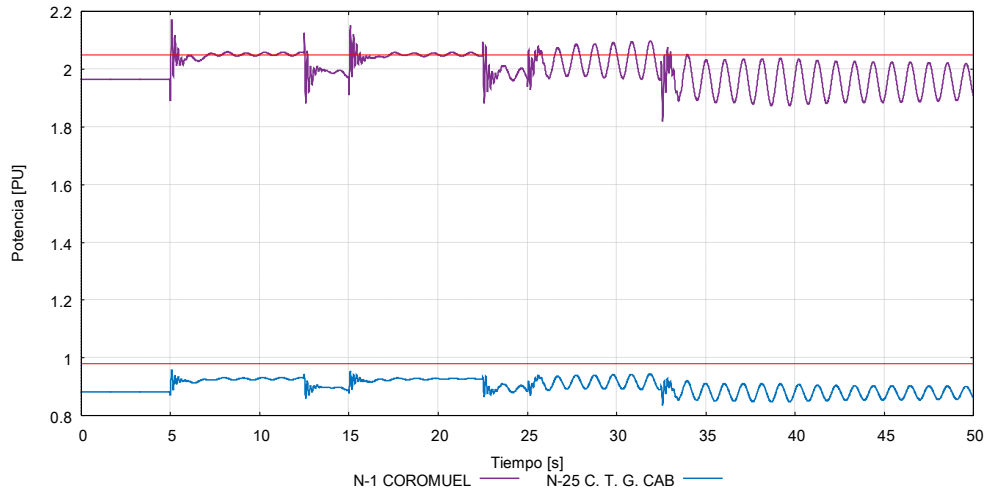
Para este caso, la respuesta en la tensión no es tan marcado como en el caso anterior, ya que se mantiene dentro de la banda de tolerancia marcada en el Código de Red [7] para el Nodo 1 (Figura 35a) con excepción de algunos picos, cuya duración es de 2.50 ms fuera de los límite permitidos en el Código de Red.

La frecuencia en la central conectada en el Nodo 1 se muestra en la Figura 35b. Los valores que toma este parámetro durante la simulación no exceden los límites de  $\pm 2.00\%$ , por lo que la afectación en la frecuencia es mínima y se encuentra entre los rangos de variabilidad de 0.0012 PU y  $-0.0022$  PU.

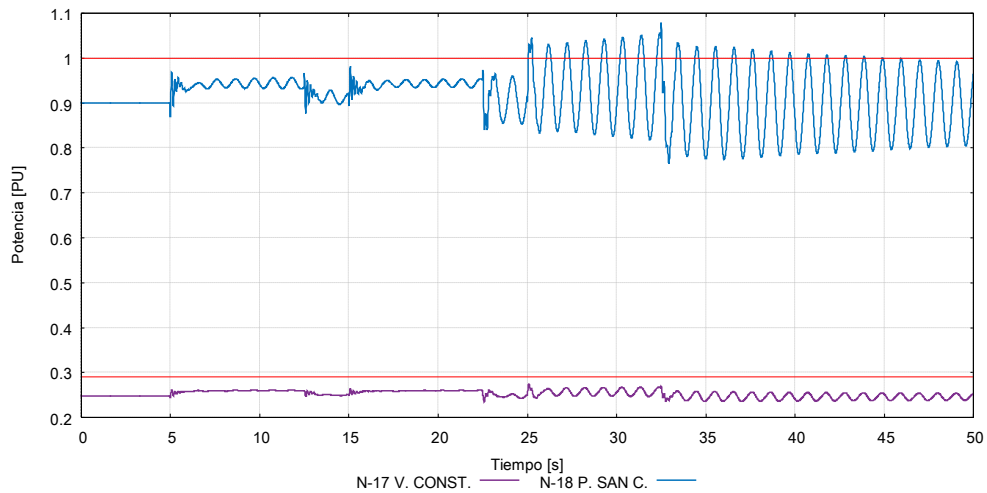


**Figura 35.** Tensión y frecuencia en el nodo 1, remediación por tiro de carga, segunda simulación, Caso 2

La respuesta de las centrales en los dos primeros transitorios es más estable, así como la desconexión de la carga como se muestra en las gráficas de la Figura 36 y Figura 37. Después de la tercera pérdida, el sistema oscila hasta que se establece al final de la simulación. La central Baja California Sur en el Nodo 1 sufre mayores estragos como se muestra en la Figura 36, donde se observa que la central trabaja en los límites de su potencia máxima durante las dos primeras pérdidas de potencia. Después de la tercera pérdida la central empieza a desestabilizarse y para el tiempo 32.50 s, y cuando se realiza la tercera desconexión, la central se estabiliza de forma oscilatoria. Al final de la simulación todas las centrales se estabilizan, así como la entrega de potencia a la red.



**Figura 36.** Potencia para los nodos 1 y 25; remediación por tiro de carga, segunda simulación, Caso 2



**Figura 37.** Potencia para los nodos 17 y 18; remediación por tiro de carga, segunda simulación, Caso 2

Al final de las dos simulaciones remediales por desconexión de carga, el sistema se estabiliza, tanto en potencia generada como en los parámetros de tensión y frecuencia. En la Tabla 18 se comparan la potencia de las centrales conectadas a la red antes y después de estabilizarse el sistema. En general, se tienen valores aproximados en cuanto a generación al final de las dos simulaciones. En el caso de la potencia previa al disturbio se tiene un decremento entre el 0.28% y el 0.52% en la potencia generada al final de la simulación por remediación de desconexión de carga en todas las centrales.

**Tabla 18.** Comparación de potencia para restitución del Caso 2 por tiro de carga.

Central	Potencia máxima [MW]	Generación previa al disturbio	Generación por remediación por tiro de carga	
			1era simulación	2da simulación
Baja California Sur	204.00	96.21%	95.95%	95.82%
Aura Solar 1	30.00	85.00%	0.00%	0.00%
CECIL 5	25.00	85.00%	0.00%	0.00%
Punta Prieta I	39.00	90.00%	89.48%	89.18%
Punta Prieta II	105.00	90.00%	89.56%	89.50%
Ciudad Constitución	29.00	85.00%	84.46%	84.76%
San Carlos	100.00	90.00%	89.12%	89.56%
CEGEN	23.00	85.00%	0.00%	0.00%
Los Cabos	98.00	90.00%	89.67%	89.60%

Las tensiones en los nodos representativos quedan dentro de los límites establecidos por el Código de Red [7], como se pueden observar en la Tabla 19 después de la desconexión de carga. Los nodos 22 y 23, al no tener carga o corriente en las líneas, no sufren caída de tensión, mientras que los demás nodos apenas tienen una caída de tensión del menor al 0.60% en relación con los valores previos al siniestro.

**Tabla 19.** Comparación de tensiones para el Caso 2: remediación por tiro de carga

No	Nombre del nodo	Tensión Base [kV]	Tensión previa al disturbio [PU]	Tensión después de la remediación por tiro de carga [PU]	
				1era simulación	2da simulación
1	COROMUEL	230.00	1.000	1.000	1.001
4	OLAS ALTAS	115.00	0.999	0.994	0.994
5	C. P. P. II	115.00	1.000	0.993	0.994
6	C. P. P. I	115.00	1.000	0.994	0.994
9	LA PAZ	115.00	0.982	0.976	0.976
10	PALMIRA	115.00	0.989	0.983	0.983
13	REFORMAS A.	115.00	0.985	0.987	0.986
17	V. CONSTITU	115.00	0.998	0.997	0.994
18	P. SAN C.	115.00	1.000	1.001	0.997
19	INSURGENTES	115.00	0.995	0.995	0.991
22	P. ESCONDIDO	115.00	0.975	1.005	1.002
23	LORETO	115.00	0.970	1.006	1.002
24	EL PALMAR	115.00	1.002	1.002	1.002
25	C. T. G. CAB	115.00	1.000	1.000	1.000
34	SAN JOSE DC	115.00	0.980	0.981	0.981
35	SANTIAGO	115.00	0.981	0.983	0.983

La Reserva Rodante para ambas simulaciones es de 8.83% después de la desconexión de carga, por lo que ambas simulaciones siguen en el Estado Operativo de Alerta, por lo cual aún el sistema corre el riesgo de colapso ante un disturbio mayor.

Para las dos simulaciones para el Caso 2, se encontró el tiempo límite en el cual el sistema puede recuperarse antes de su colapso:

- **Primera simulación:** El tiempo aproximado en el cual el sistema corre mayor riesgo de colapso es alrededor de 17.5 s aproximadamente después de la pérdida. Pasando este tiempo, el sistema termina colapsando según las condiciones establecidas en este trabajo.
- **Segunda simulación:** el tiempo de desconexión para que no colapse el sistema se encuentra alrededor de 30.00 s, después de la primera desconexión. Es recomendable para este caso, realizar acciones entre las dos primeras pérdidas ya que aún el sistema tiene una mayor estabilidad en el sistema (ver: Figura 36 y Figura 37).

Después de estos tiempos se debe de hacer otro tipo de remediación o hacer las maniobras adecuadas para evitar el colapso total o parcial del sistema.

## **Adquisición de potencia**

Se propuso bancos de baterías para la remediación del sistema por medio de adquisición de potencia por protocolo de emergencia correctivo, distribuyendo tres bancos de baterías con una potencia de 25.00 MW cada una. Esta potencia instalada cuenta como Reserva No Rodante, por lo que el sistema, bajo la adquisición de potencia por protocolo de emergencia correctivo, tendría el 22.04% de Reserva Rodante, cumpliendo así con todas las variables que se analizan en esta tesis para el Estado Operativo Normal.

De esta forma, cuando el sistema pierde potencia por la intermitencia de las centrales fotovoltaicas tiene la capacidad de mantenerse estable ante esta contingencia. Debido a las limitantes del software utilizado no es posible incorporar a las simulaciones de estado dinámico centrales nuevas para entrega de potencia, como lo son los bancos de baterías propuestos. Por esta razón, solo se hará un análisis de ubicación de los tres bancos de baterías propuestos para el SE-BCS a través de la generación y pérdidas que arroja el análisis de flujos de potencia.

Se propuso tres configuraciones para ubicación de los bancos de baterías tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Se ubicó la zona con mayores pérdidas en la transmisión de la energía, siendo la Zona Los Cabos con las mayores pérdidas (ver Tabla 14).
- Se tomó en cuenta los nodos con mayor demanda, así como las zonas, y se encontró que la Zona Los Cabos tiene el 44.39% de la carga total, según la distribución de carga conforme a la población de la región.
- Otro aspecto fue la continuidad de los flujos de potencia, por lo que se buscó que los flujos no cambiaran de sentido al incorporar los bancos de baterías.

Con estos aspectos se propusieron la localización de los bancos de baterías en los siguientes nodos:

- Configuración 1: Nodo 19 (Zona Constitución) y los nodos 24 y 34 (Zona Los Cabos)
- Configuración 2: Nodos 19 (Zona Constitución) y dos bancos en el Nodo 24 (Zona Los Cabos)
- Configuración 3: Nodos 19 (Zona Constitución) y en los nodos 32 y 34 de la Zona Los Cabos.

Los resultados de los tres estudios de flujos de potencia se muestran en el Apéndice D, así como los diagramas donde se observa la dirección de la potencia en el SE-BCS para las diferentes configuraciones. De los análisis de flujos de potencia se obtuvieron los siguientes resultados (ver Tabla 20):

Con las tres simulaciones se obtuvo una disminución en la generación con respecto al Caso 2 del 2.65% en promedio. En tanto que en las pérdidas en las líneas se tiene una disminución en promedio del 2.57% con respecto al Caso 2.

**Tabla 20.** Análisis para la localización de los bancos de baterías.

Configuración	Caso 2	1	2	3
Generación [MW]	595.02	579.11	579.17	578.95
Carga	92.94%	95.49%	95.48%	95.52%
Pérdidas	7.06%	4.51%	4.52%	4.48%
Reserva Operativa	8.48%	12.47%	12.68%	12.78%

La Configuración 2 con los bancos conectados en los 19 y 24 se propone como un punto ideal para la instalación de los bancos de baterías, ya que siguen el flujo de potencia previo al siniestro, y para el Nodo 24 se tiene una mejor distribución en la potencia por las diferentes líneas conectadas a él. Con lo que respecta con la Reserva Operativa, en todos los casos el sistema se encuentra en Estado Operativo Normal ya que está por encima del 11.00% estipulado en el Código de Red [7].



## 5 Conclusiones

En general, para el SE-BCS Caso 1, las afectaciones en los parámetros de tensión y frecuencia debidas a la intermitencia total o parcial de las tecnologías con fuentes renovables instaladas hasta el 2018, no contribuyeron a un cambio en el Estado Operativo del sistema, por lo que los efectos en la tensión en los nodos fueron mínimas en comparación a los efectos que se tuvo en la frecuencia, donde se tuvo una disminución del 0.35%. Para restituir la frecuencia, en cada central se realizan acciones para corregir los valores de la frecuencia dentro de la banda de calidad definida en el Código de Red.

En el Caso 2, se observó que la inestabilidad del sistema fue causada por la falta de potencia como Reserva Rodante dentro de la red y no por las variaciones sufridas por los parámetros de tensión y frecuencia. Una de las formas para restituir los valores de la frecuencia es inyectando potencia activa o desconectando carga. Estos dos métodos que aplica el CENACE traen consigo gastos en la operación del sistema, ya que, al tener que desconectar carga del sistema se generan pérdidas monetarias a los consumidores; mientras que en el caso de inyección de potencia activa se debe contar con una cantidad suficiente de reserva que logre reducir las afectaciones en la red, generando costos en la operación de las Redes Generales de Transmisión y Distribución.

Se tienen que hacer más estudios con la entrada de nuevas centrales tanto fotovoltaicas como eólicas sobre el impacto que puede tener la pérdida de esta generación para la confiabilidad del sistema. Por otro lado, se debe de realizar estudios técnico-económico para la adquisición de potencia por protocolo de emergencia correctivo y demás procedimientos para la confiabilidad del sistema teniendo en cuenta la cantidad necesaria de al menos la capacidad en Reserva Operativa del total de las centrales con fuentes renovables (como solar y eólicas) para cubrir la posible pérdida. Esto podría elevar los costos del sistema por tener centrales en Reserva No Rodante o bancos de baterías en espera para poder cubrir la demanda ante una contingencia como la expuesta en esta tesis en el Caso 2: Demanda máxima.

Para SE-BCS es necesario la instalación de nuevas centrales eléctricas diversificando la generación eléctrica, ya que la mayor parte de la generación se realiza con fuentes de energía como el combustóleo y el diésel, lo que hace que su generación sea costosa y contaminante. Así, en términos de confiabilidad, el SE-BCS no cuenta con los recursos necesarios ante un disturbio de tal magnitud como los evaluados en el Caso 2 de esta tesis. Esto se puede comprobar con los reportes emitidos por el CENACE sobre los Estados Operativos de Alerta que tiene el SE-BCS por falta de

Reserva Operativa, así como otros siniestros que se tuvieron en el año 2019 (ver Apéndice E) [25].

Por otro lado, al tener seccionado del SE-BCS en tres Zonas nos ayuda a tener un mejor control de la generación y consumo de la energía eléctrica, por lo que para la Zona Los Cabos es necesario instalar más capacidad de generación, ya que necesita importar energía de la Zona La Paz. Esta medida puede ayudar a prevenir un posible colapso total del sistema, ya que, ante el riesgo de inestabilidad, sea posible aislar el problema generando islas por zonas y así no tener el colapso total del sistema.

Un punto en el cual se debe de realizar más estudios es en el caso de la pérdida en la Zona Constitución, en especial para el Nodo 19, donde se observó, tanto en el Caso 1 y Caso 2, para la segunda simulación, que al desconectar la central de este nodo, el sistema oscila de forma abrupta en comparación con la desconexión de las otras centrales fotovoltaicas. Se realizó una simulación cambiando la forma de desconexión de las centrales comenzando con la central conectada al Nodo 19 y se observó el mismo resultado que se describe anteriormente.

En la actualidad, la capacidad instalada SE-BCS está creciendo debido a la penetración de las tecnologías con fuentes de energías renovables en la generación de electricidad para esta zona. Con el tiempo, más generación con estas tecnologías que tienen variaciones en la entrega de potencia, así como su intermitencia, traerán consigo afectaciones como las que en este trabajo se presentan. Al principio de la tesis se tuvo la hipótesis que los mayores efectos de la intermitencia se tenían en los parámetros tensión y frecuencia. Así, se encontró que el sistema corre riesgo de inestabilidad por falta de potencia o Reserva Operativa, la cual permite al sistema compensar la potencia no suministrada por las fuentes de energías renovables, quedando como un trabajo adicional determinar el costo de estos servicios (Servicios Conexos) de regulación y estabilización de la operación debido a la intermitencia. Estos aspectos operativos pueden dar la pauta para proponer directivas de cambios en la nueva operación y regulación de las redes eléctricas con aporte importante de las energías renovables con carácter intermitente en los sistemas eléctricos del país y regionales. Así, aún que su aporte al Sistema Eléctrico Nacional y en particular en esta zona hoy en día es bajo, conforme pase el tiempo se prevé su incremento en la participación en la generación de electricidad, por lo que el efecto de intermitencia total o parcial irá creciendo, teniendo cada vez más relevancia para la calidad y estabilidad del sistema.

Para trabajos futuros se deben considerar los modelos para cada generador conectado a la red ya que debido a las generalidades hechas para los generadores y el juntar toda la potencia de una central en una sola máquina, la respuesta en la

entrega de potencia es más abrupta en comparación a la central Ciudad Constitución donde se modela un solo generador.

# Apéndice A: Método numérico de Newton-Raphson

Sea un sistema de ecuaciones tal que:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \end{aligned} \quad \text{Ec.42}$$

Se establece un vector de solución preliminar de la forma:

$$[x^0] = [x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0]$$

Se tiene una diferencia entre solución preliminar ( $x_n^0$ ) y la solución de sistema ( $x_n^*$ ). Los superíndices cero indican que esos valores son estimados y no son las soluciones reales, por lo que se designarán las correcciones  $\Delta x_n^0$  que se tienen que sumar a  $x_n^0$  para tener las soluciones correctas:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*) &= f_1(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) \\ f_2(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*) &= f_2(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) \\ &\vdots \\ f_n(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*) &= f_n(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) \end{aligned} \quad \text{Ec.43}$$

Para obtener las soluciones para  $\Delta x_n^0$  se hace las expansiones de las ecuaciones anteriores en serie de Taylor alrededor de las soluciones propuestas, teniendo:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^*, x_2^* \dots x_n^*) &= f_1(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) + \Delta x_1^0 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|^0 + \Delta x_2^0 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|^0 + \dots + \Delta x_n^0 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|^0 \\ f_2(x_1^*, x_2^* \dots x_n^*) &= f_2(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) + \Delta x_1^0 \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|^0 + \Delta x_2^0 \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|^0 + \dots + \Delta x_n^0 \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \right|^0 \\ &\vdots \\ f_n(x_1^*, x_2^* \dots x_n^*) &= f_n(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) + \Delta x_1^0 \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|^0 + \Delta x_2^0 \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right|^0 + \dots + \Delta x_n^0 \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|^0 \end{aligned} \quad \text{Ec44}$$

Donde las derivadas parciales de orden superior a 1 de la serie de Taylor de las expansiones no han sido enlistadas.

Al despreciar las derivadas parciales de orden superior a 1 se pueden escribir las ecuaciones anteriores en forma matricial

$$\begin{bmatrix} f_1(x_1^*, x_2^* \dots x_n^*) \\ f_2(x_1^*, x_2^* \dots x_n^*) \\ \vdots \\ f_n(x_1^*, x_2^* \dots x_n^*) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) \\ f_2(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) \\ \vdots \\ f_n(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) \end{bmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{pmatrix}^0 \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \Delta x_2^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} = 0 \quad \text{Ec.45}$$

Otra forma de escribir la ecuación

$$J^0[\Delta x^0] = -[f(x^0)]$$

Donde

$$[f(x^0)] = \begin{bmatrix} f_1(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) \\ f_2(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) \\ \vdots \\ f_n(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) \end{bmatrix}$$

$$J^0 = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{pmatrix}$$

$$[\Delta x^0] = \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \Delta x_2^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix}$$

La matriz cuadrada de las derivadas parciales  $J$  se le conoce como jacobiana, en este caso,  $J^0$  indica que se está usando para resolver el sistema los valores iniciales estimados  $\Delta x_n^0$ . Se invierte la matriz  $J^0$  de la ecuación Ec.45 para obtener  $[\Delta x^0]$

$$[\Delta x^0] = -[f(x^0)]J^{0-1} \quad \text{Ec.46}$$

Sin embargo, al truncar la expansión de la serie de Taylor en el sistema de ecuaciones de la ecuación Ec44, los valores añadidos a los iniciales no determinan la solución correcta por lo que nuevamente se hará otro intento suponiendo nuevos valores estimados  $x_n^1$

$$x^1 = x^0 + \Delta x^0$$

47

Generalizando a ecuación 47

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$$

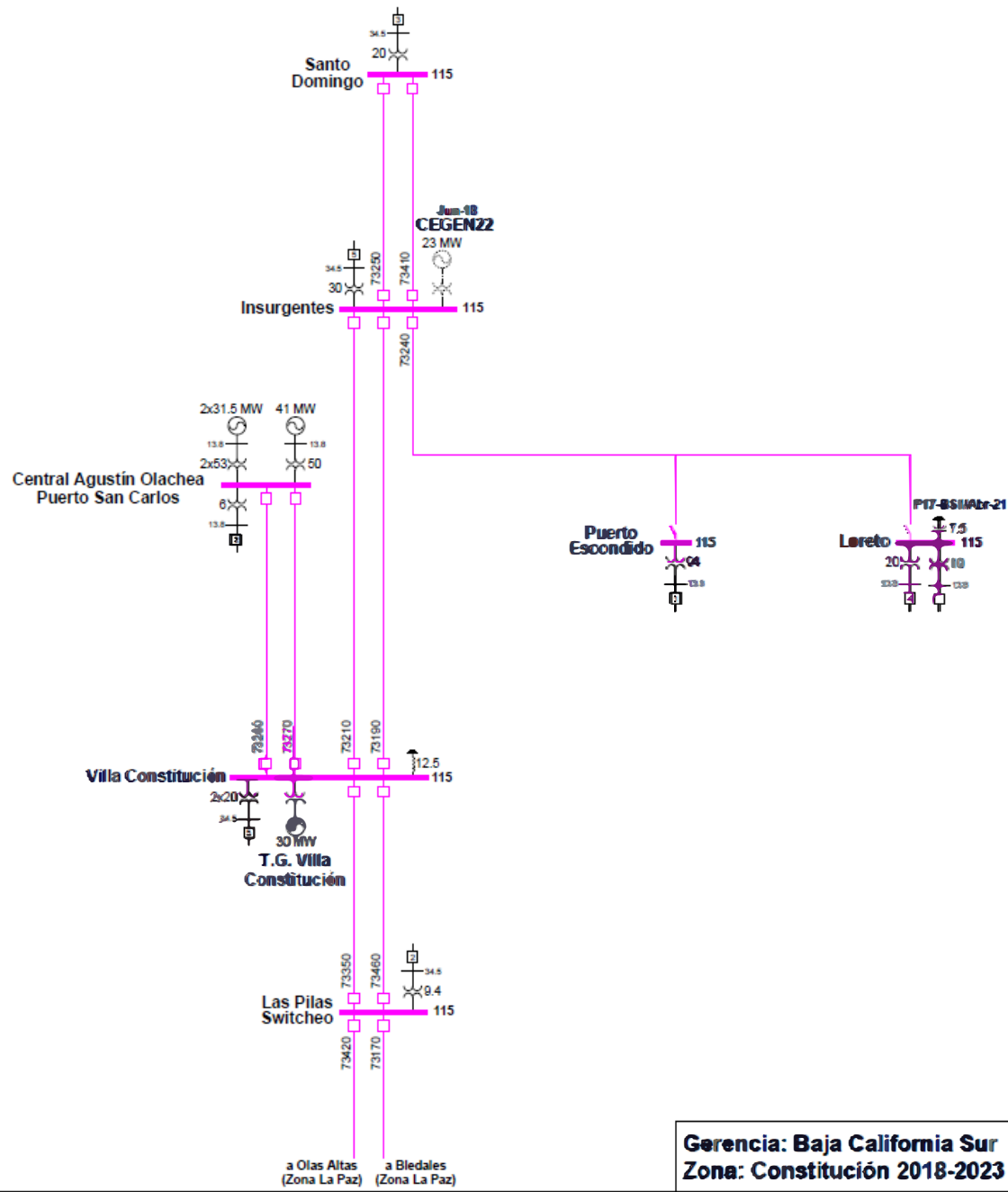
Se repite en proceso hasta que la corrección sea tan pequeña que satisfaga a el criterio de convergencia, tal que

$$|\Delta x| < \varepsilon$$

Siendo el índice de precisión seleccionado  $\varepsilon > 0$ ; esto es, hasta que  $\Delta x$  sean menores a  $\varepsilon$

## **Apéndice B: Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia de Baja California Sur**

El SE-BCS es el sistema aislado que alimenta en mayor parte del territorio de BCS. El CENACE divide el sistema en tres zonas: en el norte del estado se encuentra la zona Constitución, en el centro se tiene la zona de La Paz y en el sur se encuentra la zona de Los Cabos. Los diagramas unifilares son tomados de [17] para la región o gerencia de Baja California Sur que a continuación se muestran.

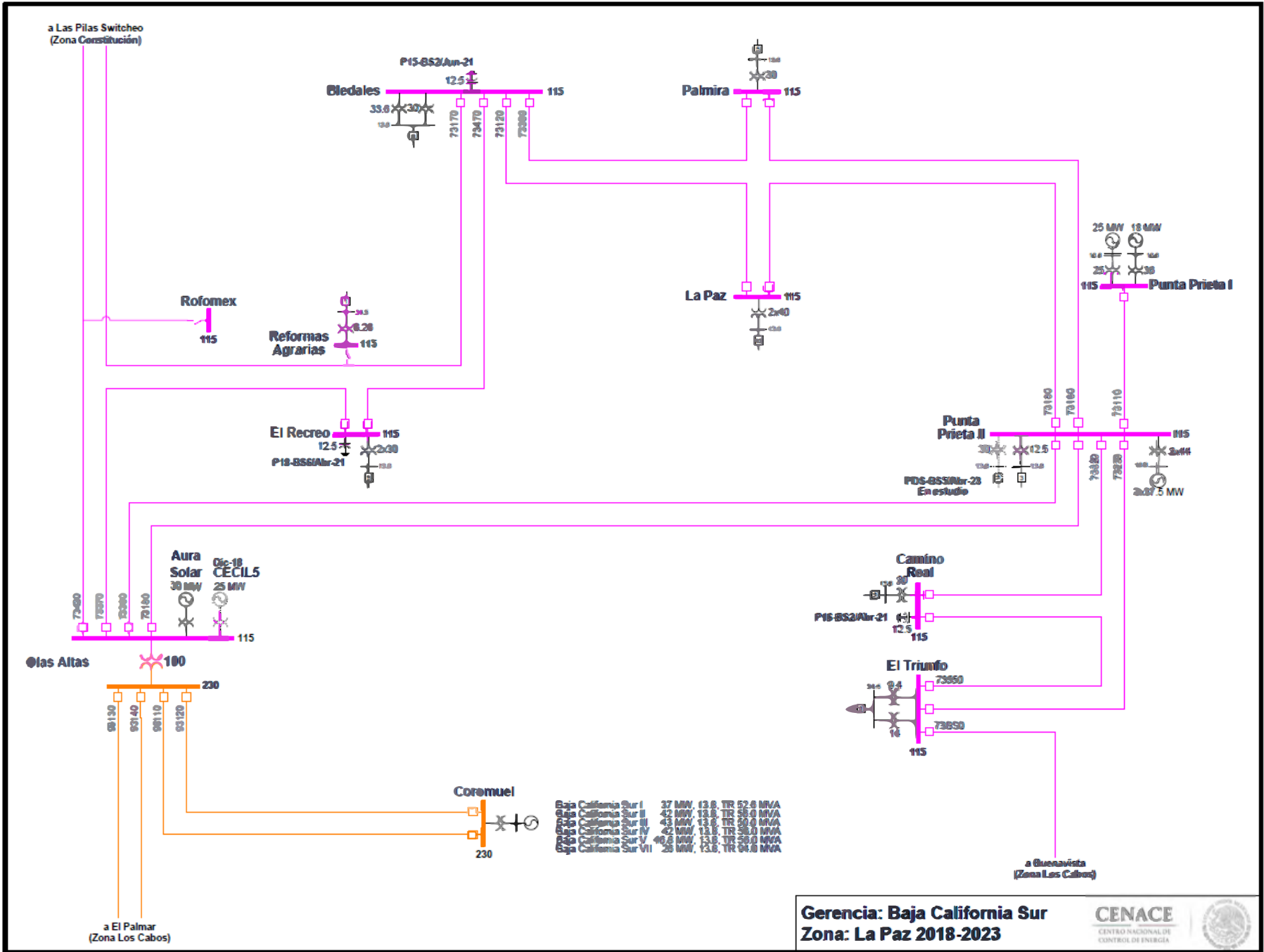


**Gerencia: Baja California Sur**  
**Zona: Constitución 2018-2023**



Actualización: 28-Nov-18

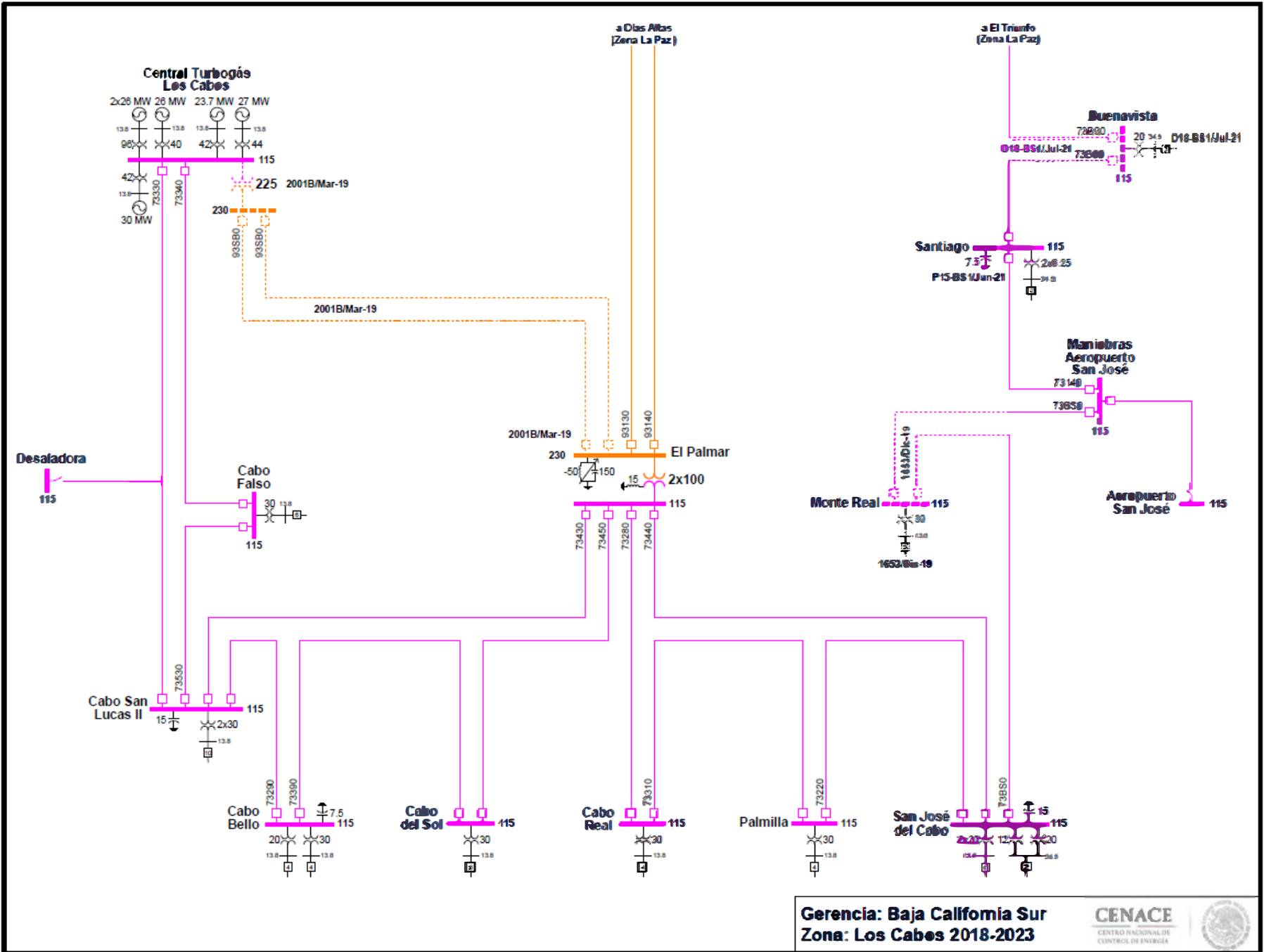




**Gerencia: Baja California Sur**  
**Zona: La Paz 2018-2023**



Actualización: 28-Nov-18



**Gerencia: Baja California Sur**  
**Zona: Los Cabos 2018-2023**



Actualización: 28-Nov-18

# Apéndice C: Modelos para el SE-BCS

**Tabla 21.** Parámetros eléctricos de líneas de transmisión

Nodo				Longitud [km]	Tensión [kV]	Impedancia [PU]		
De		A				R1	X1	Y1
No.	NOMBRE	No.	NOMBRE					
1	COROMUEL	2	OLAS ALTAS	24.31	230	0.01727	0.06311	0.01536
1	COROMUEL	2	OLAS ALTAS	24.31	230	0.01727	0.06311	0.01536
2	OLAS ALTAS	3	EL PALMAR	163.03	230	0.02523	0.15214	0.29055
2	OLAS ALTAS	3	EL PALMAR	163.03	230	0.02523	0.15214	0.29055
4	OLAS ALTAS	5	C. P. P. II	27.66	115	0.02814	0.09863	0.01296
4	OLAS ALTAS	5	C. P. P. II	27.66	115	0.02814	0.09863	0.01296
4	OLAS ALTAS	12	EL RECREO	8.66	115	0.01054	0.03190	0.00389
4	OLAS ALTAS	14	Nodo conexión	79.64	115	0.08101	0.28397	0.03730
5	C. P. P. II	6	C. P. P. I.	0.30	115	0.00085	0.00124	0.00000
5	C. P. P. II	7	CAMINO REAL	25.68	115	0.03125	0.09454	0.01152
5	C. P. P. II	8	EL TRIUNFO	64.43	115	0.06555	0.22975	0.03018
5	C. P. P. II	9	LA PAZ	18.27	115	0.02223	0.06726	0.00820
5	C. P. P. II	10	PALMIRA	15.69	115	0.01910	0.05777	0.00704
7	CAMINO REAL	8	EL TRIUNFO	36.63	115	0.03726	0.13061	0.01716
8	EL TRIUNFO	35	SANTIAGO	68.98	115	0.08396	0.25401	0.03095
9	LA PAZ	11	BLEDALES	12.42	115	0.01783	0.04611	0.00554
10	PALMIRA	11	BLEDALES	20.19	115	0.02897	0.07494	0.00900
11	BLEDALES	12	EL RECREO	2.88	115	0.00293	0.01026	0.00135
11	BLEDALES	13	REFORMAS A.	45.93	115	0.04672	0.16377	0.02151
13	REFORMAS A	16	LAS PILAS	74.05	115	0.07533	0.26404	0.03468
14	Nodo conexión.	15	ROFOMEX	32.19	115	0.03990	0.12054	0.01598
14	Nodo conexión	16	LAS PILAS	35.13	115	0.03574	0.12527	0.01645
16	LAS PILAS	17	V. CONSTITU	81.23	115	0.08263	0.28965	0.03805
16	LAS PILAS	17	V. CONSTITU	81.23	115	0.08263	0.28965	0.03805
17	V. CONSTITU	18	P. SAN C.	52.90	115	0.06123	0.19869	0.02328
17	V. CONSTITU	18	P. SAN C.	52.90	115	0.06123	0.19869	0.02328
17	V. CONSTITU	19	INSURGENTES	26.14	115	0.03025	0.09818	0.01150
17	V. CONSTITU	19	INSURGENTES	26.14	115	0.03025	0.09818	0.01150
19	INSURGENTES	20	SANTO DOM	25.12	115	0.03114	0.09406	0.01247
19	INSURGENTES	20	SANTO DOM	25.12	115	0.03114	0.09406	0.01247
19	INSURGENTES	21	Nodo conexión	95.96	115	0.09762	0.34167	0.04433
21	Nodo conexión	22	P. ESCONDIDO	0.00	115	0.00000	0.00000	0.00000
21	Nodo conexión	23	LORETO	19.85	115	0.02020	0.07069	0.00917
24	EL PALMAR	29	CABO SAN L.	19.57	115	0.03231	0.07283	0.00891
24	EL PALMAR	31	CABO SOL	14.98	115	0.04181	0.06543	0.00647

24	EL PALMAR	32	CABO REAL	6.46	115	0.01802	0.02820	0.00279
24	EL PALMAR	34	SAN JOSE DC	14.33	115	0.02509	0.05486	0.00624
25	C. T. G. CAB	26	CABO FALSO	9.00	115	0.01042	0.03382	0.00396
25	C. T. G. CAB	27	Nodo conexión	7.68	115	0.00889	0.02884	0.00338
26	CABO FALSO	29	CABO SAN L.	5.61	115	0.00649	0.02107	0.00247
27	Nodo conexión	28	DESALADORA	4.78	115	0.01361	0.01980	0.00189
27	Nodo conexión	29	CABO SAN L.	5.61	115	0.00649	0.02107	0.00247
29	CABO SAN L.	30	CABO BELLO	9.46	115	0.02639	0.04130	0.00408
30	CABO BELLO	31	CABO SOL	14.98	115	0.04181	0.06543	0.00647
32	CABO REAL	33	PALMILLA	14.89	115	0.04154	0.06501	0.00642
33	PALMILLA	34	SAN JOSE DC	13.14	115	0.03668	0.05740	0.00567
34	SAN JOSE DC	36	M. A. S.JOSE	7.94	115	0.00759	0.02686	0.00385
35	SANTIAGO	36	M. A. S.JOSE	41.79	115	0.03993	0.14140	0.02027
36	M. A. S.JOSE	37	AERO. S.JOSE	2.57	115	0.00731	0.01063	0.00102

**Tabla 22.** Modelos para reguladores de tensión.

Central	Baja California Sur	Punta Prieta II	Punta Prieta I	Ciudad Constit.	San Carlos	Los Cabos
Modelo	IEEET3	IEEET3	IEEET3	IEEET3	IEEET3	IEEET3
MVA base	210.8	112.5	43.0	30.0	104.0	106.0
TR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
KA	45.00	30.00	54.0	45.00	100.00	100.00
TA	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
VRMAX	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
VRMIN	-1.20	-1.20	-1.20	-1.20	-1.20	-1.20
TE (> 0)	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
KF	0.05	0.05	0.05	0.05	0.045	0.045
TF (> 0)	0.50	0.50	0.47	0.47	0.50	0.50
KP (> 0)	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19
KI or Zero	1.01	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01
VBMAX	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65
KE	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

**Tabla 23.** Modelos para reguladores de velocidad.

Central	Baja California Sur	Punta Prieta I	Ciudad Constit.	San Carlos	Los Cabos
Modelo	TGOV1	TGOV1	TGOV1	TGOV1	TGOV1
MVA base	210.8	43.0	30.0	104.0	106.0
R	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025
T1 (>0) (sec)	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
V MAX	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
V MIN	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
T2 (sec)	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
T3 (>0)(sec)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Dt	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45

**Tabla 24.** Modelo para regulador de velocidad

Central	Punta Prieta II
Modelo	GAST
MVA base	112.5
R (Speed Droop)	0.025
T1 (> 0)	0.25
T2 (> 0)	0.25
T3 (>0)	3.0
Ambient Temperature Load Limit	1.0
KT	4.0
VMAX	1.12
VMIN	0.50
Dturb	0.0

**Tabla 25.** Modelos para estabilizadores de potencia

Central	Baja California Sur	Punta Prieta II	Punta Prieta I	Ciudad Constit.	San Carlos	Los Cabos
Modelo	PSS2A	PSS2A	PSS2A	PSS2A	PSS2A	PSS2A
MVA base	210.8	112.5	43.0	30.0	104.0	106.0
TW1 (>0)	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
TW2	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
T6	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
TW3	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
TW4	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
T7	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
KS2	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
KS3	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
T8	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
T9	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
KS1	0.40	0.40	0.45	0.45	0.40	0.40
T1	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
T2	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
T3	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
T4	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
VSTMAX	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
VSTMIN	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10
IC1	5	5	5	5	5	5
REMBUS1	0	0	0	0	0	0
IC2	3	3	3	3	3	3
REMBUS2	0	0	0	0	0	0
M	4	4	4	4	4	4
N	0	1	0	0	0	0

**Tabla 26.** Modelos para las centrales fotovoltaicas

Central	Aura Solar	CECIL 5	CEGEN22
Modelo	REGCA1	REGCA1	REGCA1
MVA base	30	25	23
Tg, Converter time constant, second	0.02	0.02	0.02
Rrpwr, LVPL ramprate limit (pu/s)	10	10	10
Brkpt, LVPL characteristic voltage 2 (pu)	0.9	0.9	0.9
Zerox, LVPL characteristic voltage 1 (pu)	0.4	0.4	0.4
Lvp11, LVPL gain (pu)	1.3	1.2	1.1
Volim, Voltage limit (pu) for high voltage reactive current management	1.2	1.2	1.2
Lvpnt1, High voltage point for low voltage active current management (pu)	0.8	0.8	0.8
Lvpnt0, Low voltage point for low voltage active current management (pu)	0.4	0.4	0.4
Iolim, Current limit (pu) for high voltage reactive current management (specified as a negative value)	-1.00	-1.50	-1.20
Tfltr, Voltage filter time constant for low voltage active current management (s)	0.015	0.01 86	0.0155
Khv, Overvoltage compensation gain used in the high voltage reactive current management	0.7	0.7	0.7
Iqrmax, Upper limit on rate of change for reactive current (pu/s)	999.9	999.9	999.9
Iqrmin, Lower limit on rate of change for reactive current (pu/s)	-999.9	-999.9	-999.9
Accel, acceleration factor (0 < Accel < 1)	0.9	0.9	0.9

## **Apéndice D: Flujos de potencia y anexos para Cas1 y Caso 2**

En esta sección se encuentran los diagramas donde se ven la dirección de los flujos de potencia en el sistema para los Caso 1 y Caso 2 abordados en esta tesis. Así mismo, se cuenta con la información para el Caso 2 en la remediación por medio de adquisición de potencia por protocolo de emergencia por medio de la distribución de bancos de baterías en la red.



SE-BCS Case Summary:  
 Total loads : 335.00 MW, 70.82 MVAR  
 Total generation : 354.53 MW, -60.80 MVAR  
 Total losses : 19.53 MW, 45.13 MVAR

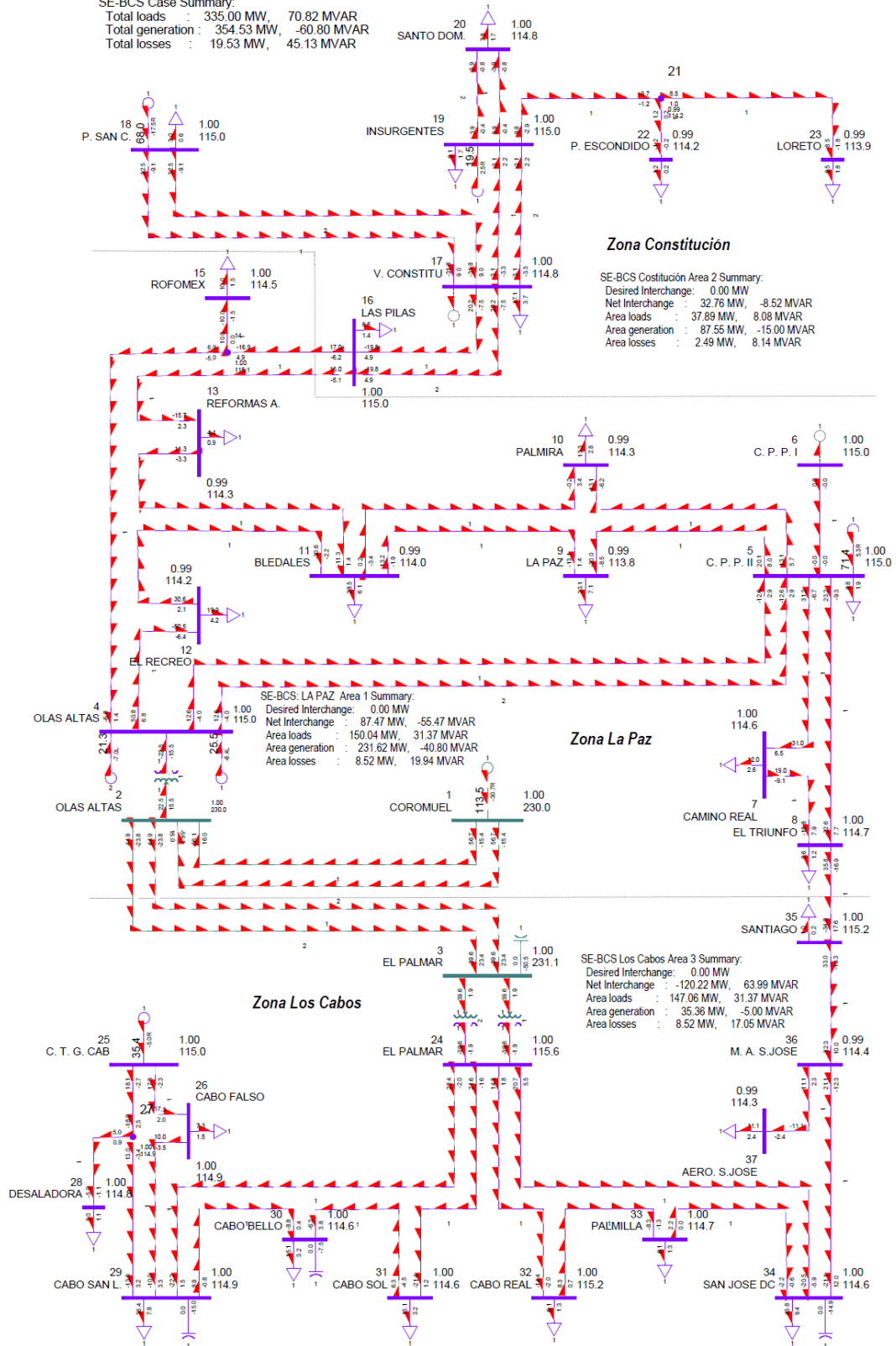
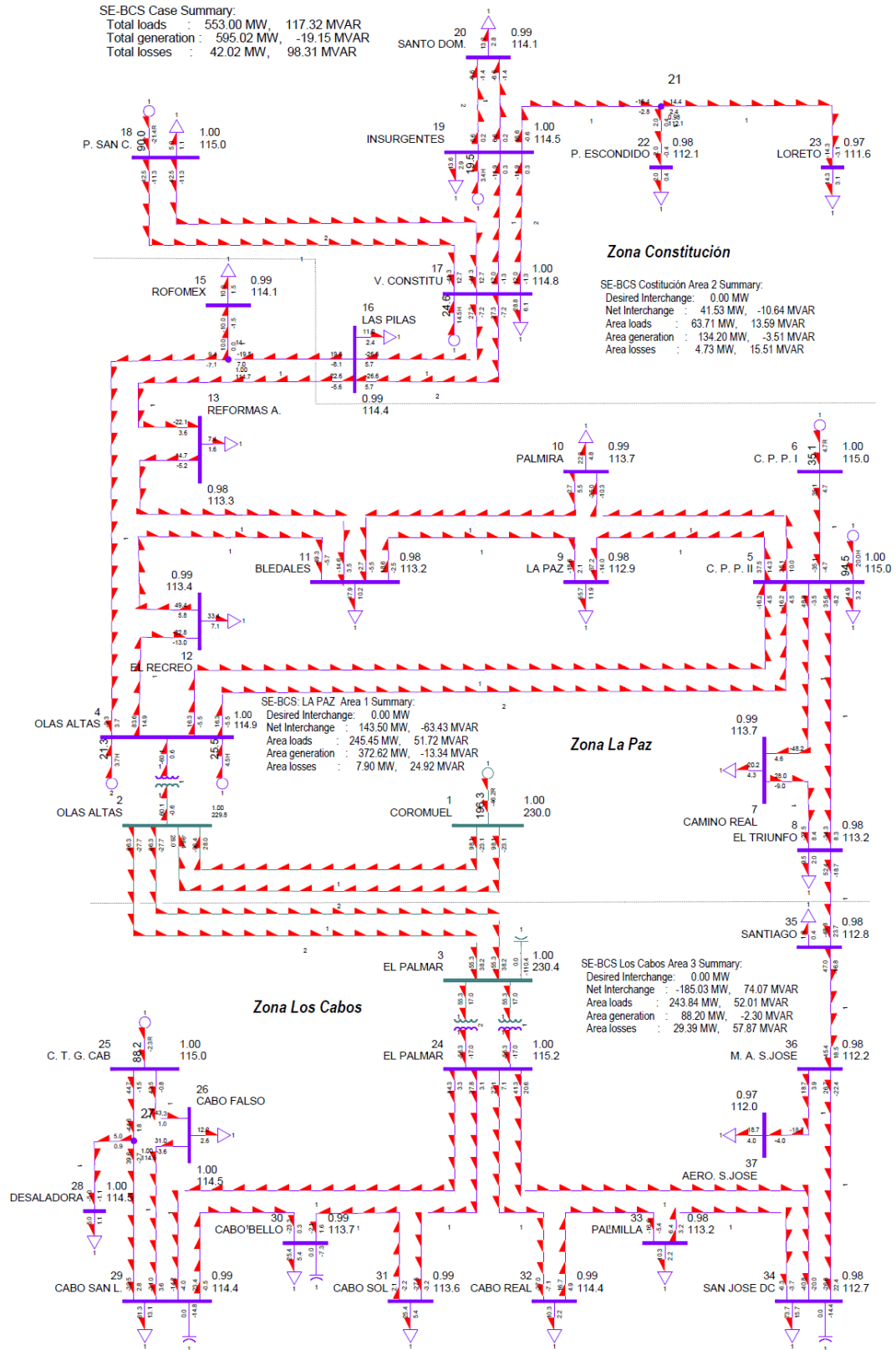


Figura 38. Dirección de los flujos de potencia para el Caso 1



**Figura 39.** Dirección de los flujos de potencia para el Caso 2

**Tabla 27.** Potencia generada, pérdidas y consumo de energía eléctrica, Caso 2, configuración 1

Zona	Generación		Carga		Pérdidas	
	[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
La Paz	310.26	53.58%	245.45	42.38%	6.28	1.08%
Constitución	136.65	23.60%	63.71	11.00%	4.89	0.84%
Los Cabos	132.20	22.83%	243.84	42.11%	14.94	2.58%
total	579.11	100.00%	553.00	95.49%	26.11	4.51%

**Tabla 28.** Potencia generada, pérdidas y consumo de energía eléctrica, Caso 2, configuración 2

Zona	Generación		Carga		Pérdidas	
	[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
La Paz	332.32	57.38%	245.45	42.38%	6.93	1.20%
Constitución	114.65	19.80%	63.71	11.00%	3.74	0.65%
Los Cabos	132.20	22.83%	243.84	42.10%	15.50	2.68%
total	579.17	100.00%	553.00	95.48%	26.17	4.52%

**Tabla 29** Potencia generada, pérdidas y consumo de energía eléctrica, Caso 2, configuración 3

Zona	Generación		Carga		Pérdidas	
	[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
La Paz	310.10	53.56%	245.45	42.40%	6.26	1.08%
Constitución	136.65	23.60%	63.71	11.00%	4.88	0.84%
Los Cabos	132.20	22.83%	243.84	42.12%	14.81	2.56%
total	578.95	100.00%	553.00	95.52%	25.95	4.48%

**Tabla 30.** Potencia generada para los flujos de potencia para las configuraciones del Caso 2

Central	Tecnología	Potencia máxima	Caso 2	Configuración		
				1	2	3
Baja California Sur	Combustión interna	204.00	96.21%	88.94%	88.94%	88.67%
Punta Prieta I	Turbogás	39.00	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Punta Prieta II	Termoeléctrica convencional	105.00	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Ciudad Constitución	Turbogás	29.00	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
San Carlos (Agustín Olachea A.)	Combustión interna	100.00	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Los Cabos	Turbogás	98.00	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Bancos de Baterías	Almacenamiento	75.00	88.00%	88.00%	88.00%	88.00%

SE-BCS Case Summary:  
 Total loads : 553.00 MW, 117.32 MVAR  
 Total generation : 579.11 MW, -6.64 MVAR  
 Total losses : 26.11 MW, 65.71 MVAR

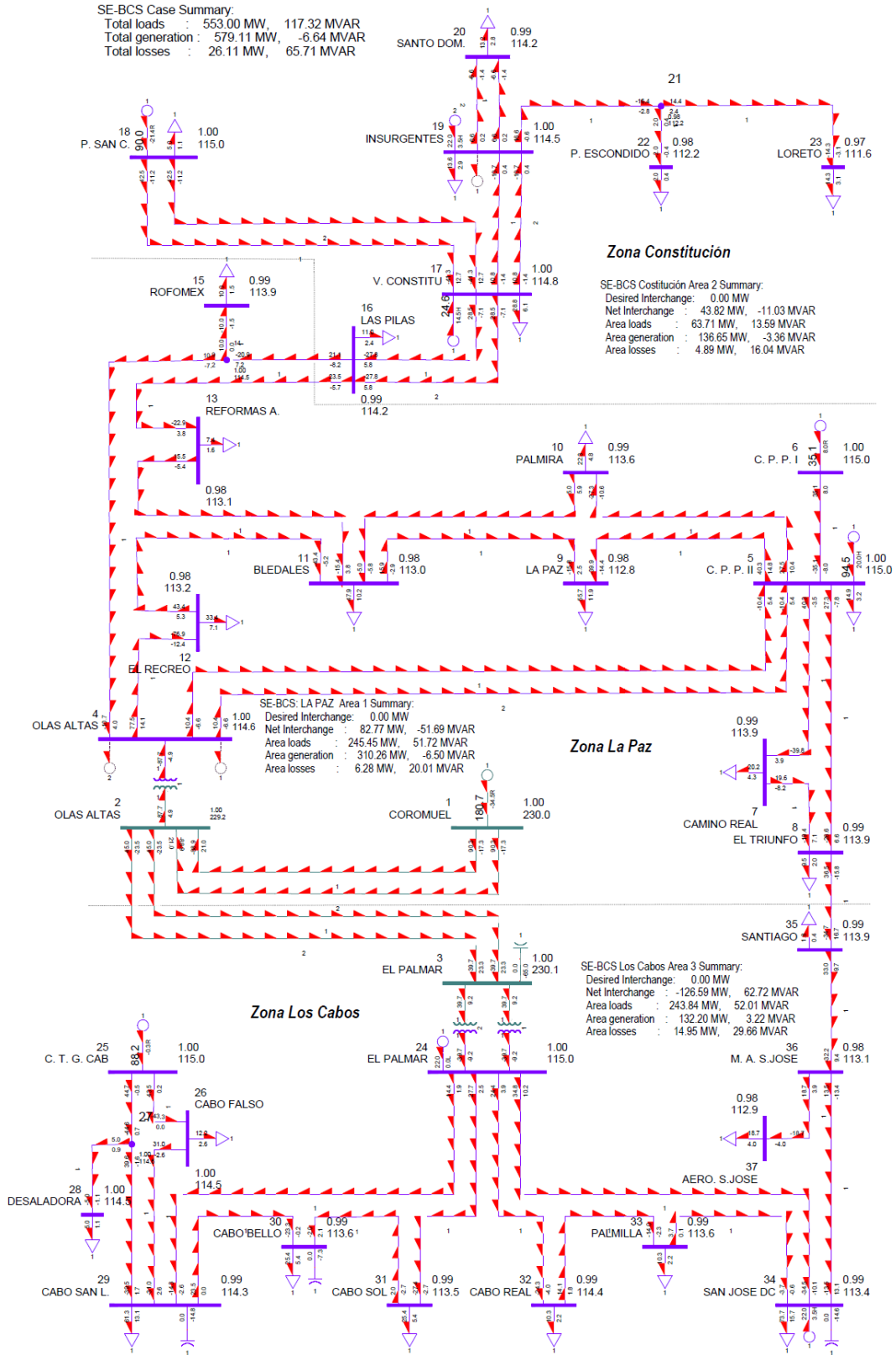


Figura 40. Dirección de los flujos de potencia para el Caso 2, configuración 1

SE-BCS Case Summary:  
 Total loads : 553.00 MW, 117.32 MVAR  
 Total generation : 579.17 MW, -11.60 MVAR  
 Total losses : 26.17 MW, 65.76 MVAR

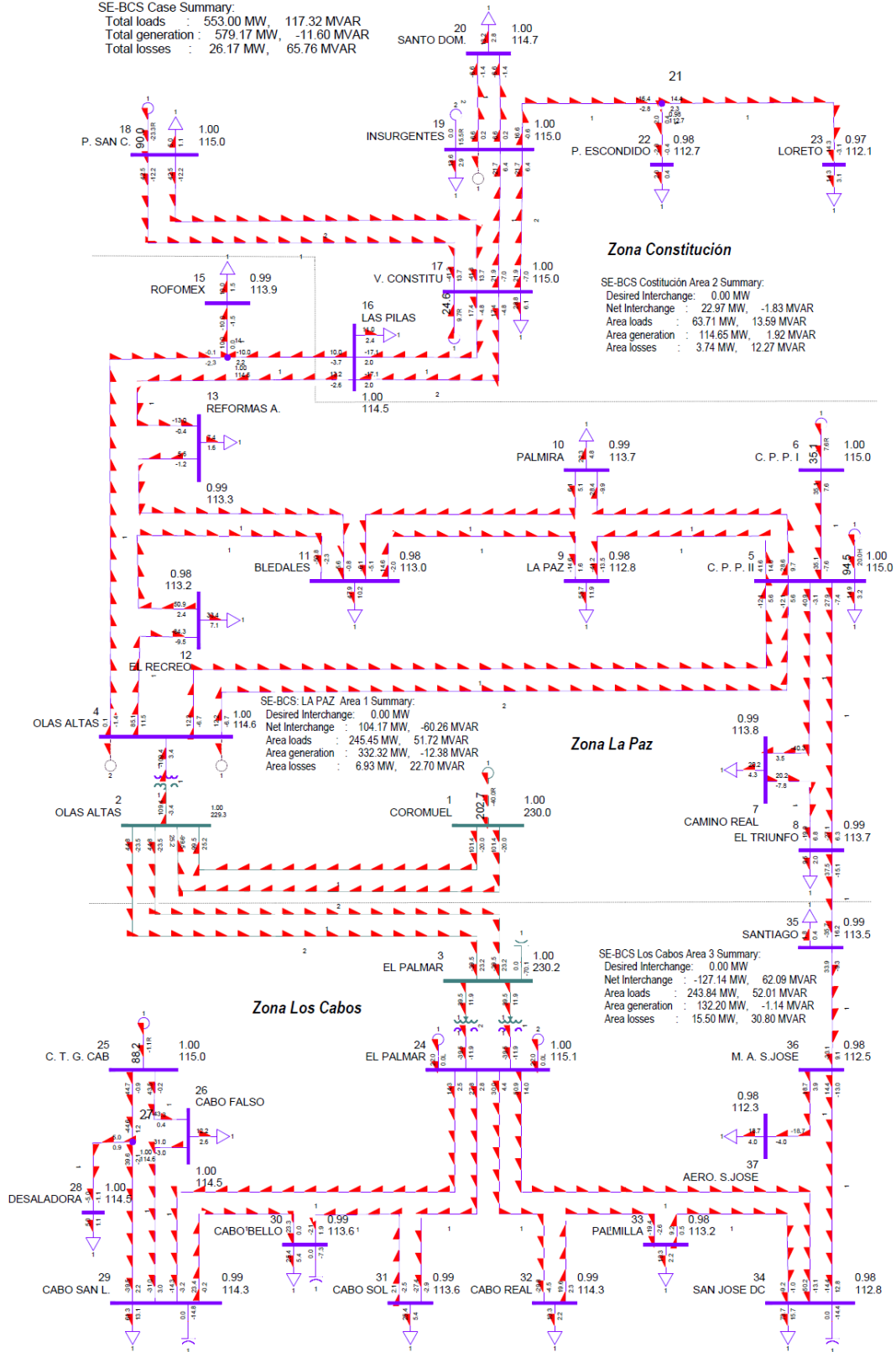
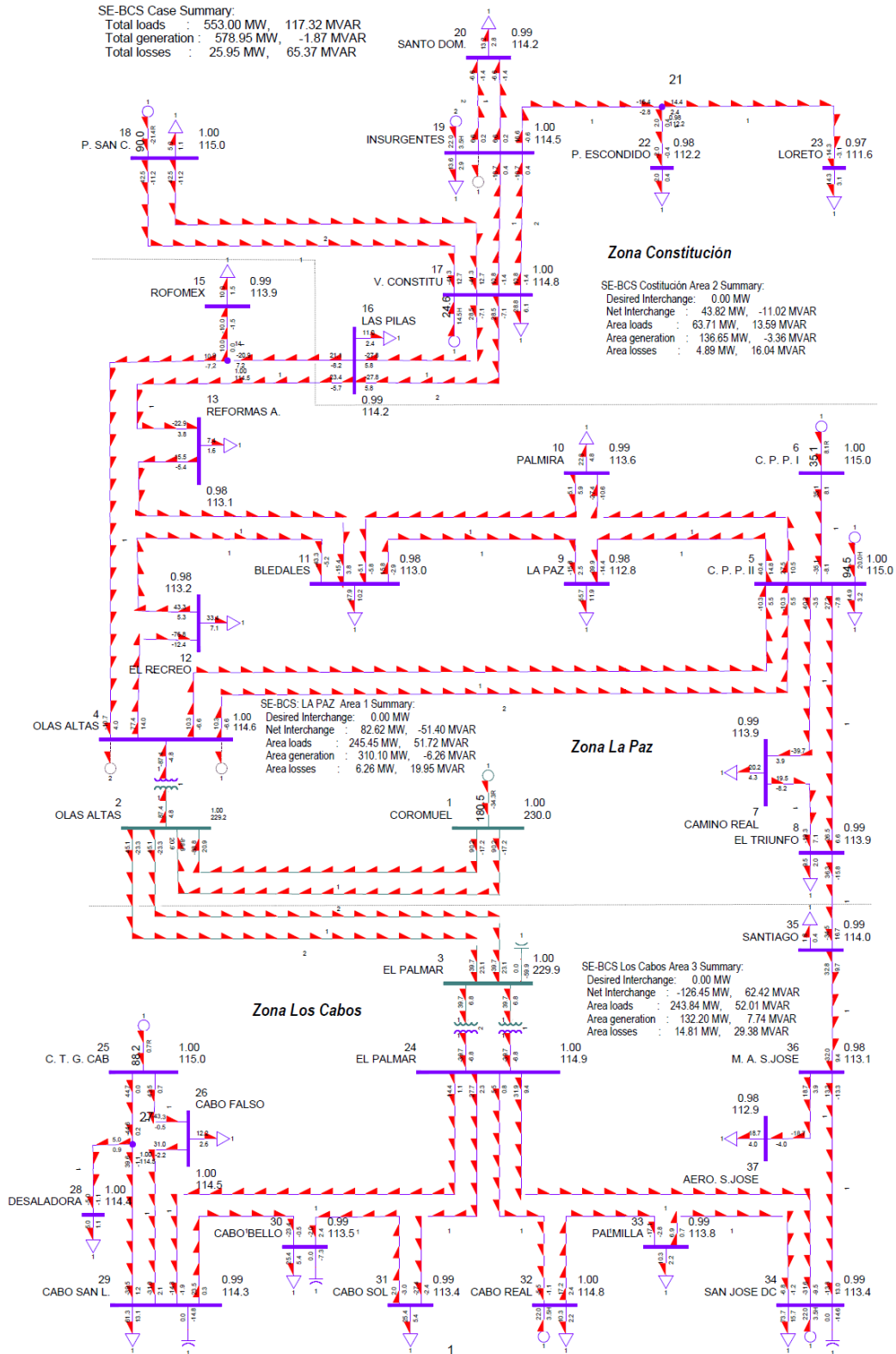


Figura 41 Dirección de los flujos de potencia para el Caso 2, configuración 3



**Figura 42** Dirección de los flujos de potencia para el Caso 2, configuración 3

## **Apéndice E: Reportes de Condiciones Operativas del SE-BCS**

En el 2019, el CENACE reportó un total de 142 documentos sobre los Estados Operativos de Alerta y Emergencia debido a la falta de Reserva Operativa, fallas en líneas de transmisión o salidas forzadas de unidades de generación, siendo en el periodo de julio a septiembre los meses con más reportes. A continuación, se adjuntan algunos documentos emitidos por el CENACE y que están disponibles en [25].



Ciudad de México, 20 de Agosto de 2019

Nota 4031

### **CONDICIONES OPERATIVAS DEL SBS**

De las 13:26 a las 15:08 Hrs. el Sistema Eléctrico Baja California Sur se estuvo en estado operativo de emergencia por la formación de dos islas eléctricas formada por Zona La Paz y Zona Constitución, originado por la falla en la línea de transmisión de 115 kV las Pilas 73460 Villa Constitución que funciona como enlace.

Ciudad de México, 20 de Agosto de 2019

Nota 4033

### **CONDICIONES OPERATIVAS DEL SBS**

De 15:58 horas del 20 de agosto, a las 01:29 horas del 21 de agosto de 2019, el Sistema Eléctrico de Baja California Sur estuvo en Estado Operativo de Emergencia por salida de PUP U1 y TCB U2, operar el esquema de baja frecuencia (paso 1) y afectar carga no prioritaria de forma manual en la zona.

Ciudad de México, 30 de Agosto de 2019

Nota 4038

### **CONDICIONES OPERATIVAS DEL SBS**

A las 17:04 a 20:23 Hrs. el Sistema Eléctrico de Baja California Sur estuvo en Estado Operativo de Emergencia al contar con un margen de reserva operativa menor al 4% y no soportar la contingencia sencilla más severa.

Ciudad de México, 04 de Septiembre de 2019

Nota 4046

### **CONDICIONES OPERATIVAS DEL SBS**

De 18:14 Hrs. de 4 de septiembre a 00:39 Hrs. del 5 de septiembre de 2019 el Sistema Eléctrico de Baja California Sur estuvo en Estado Operativo de Emergencia al contar con un margen de reserva operativa menor al 4% y no soportar la contingencia sencilla más severa.

Ciudad de México, 17 de Septiembre de 2019

Nota 4065

### **CONDICIONES OPERATIVAS DEL SBS**

De las 15:50 a las 16:57 horas el Sistema Eléctrico de Baja California Sur estuvo en Estado Operativo de Alerta por Reserva Operativa menor a 42 MW (monto de la unidad de mayor capacidad en el sistema).

# Bibliografía

- [1] R. Huang, «Integration of Renewable Distributed Energy Resources into Microgrids,» *UCLA*, 2015.
  
- [2] Secretaría de Energía, «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional,» 31 mayo 2018. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>. [Último acceso: 2020 enero 22].
  
- [3] G. Shafiullah, «Impacts of renewable energy integration into the high voltage (HV) networks,» *Development in the in Renewable Energy Technology (ICDRET), 2016 4th International Conference*, pp. 1--7, 2016.
  
- [4] J. Lei y Q. Gong, «Operating strategy and optimal allocation of large-scale VRB energy storage system in active distribution networks for solar/wind power applications,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, n° 9, pp. 2403-2411, 2017.
  
- [5] C. Bordons, F. García-Torres y L. Valverde, «Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable,» *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, vol. 12, n° 2, pp. 117-132, 2015.
  
- [6] Diario oficial del laFederación, «Ley de la Industria Eléctrica,» 2014.
  
- [7] Comisión Reguladora de Energía, «Código de Red,» Mexico, 2016.
  
- [8] Secretaría de Energía, «Reporte de Avance de Energías limpias,» México, 2017.
  
- [9] J. A. Carta González, R. Calero Pérez y A. y. C. G. M. A. Colmenar Santos, *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*, Pearson Prentice Hall, 2009.

- [10] Secretaria de Energía, «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032,» 18 mayo 2018. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>. [Último acceso: 16 abril 2019].
- [11] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, Mc Graw Hill, 1996.
- [12] K. Padiyar, *Power System Dynamics: Stability and Control*, Jhon Wiley and Sons (Asia), 1996.
- [13] R. Dorf y J. Svoboda, *Circuitos eléctricos*, Ciudad de México: Alfaomega, 2013.
- [14] N. Moreno-García, «Sintonización de estabilizadores de potencia del sistema eléctrico de Baja California Sur,» 2010.
- [15] J. I. Rosales Garrido, *Dererminación de parámetros de regulación de tensión, regulación de velocidad y PSS de unindades generadoras de la Central Hidroelectrica Carena*, Santiago de Chile, 2016.
- [16] Comosión Reguladora de Energía, «Estados Operativos de SEN,» 2015. [En línea]. Available: [www.cofemersimir.gob.mx/expediente/18083/mir/39245/regulacion/1868121](http://www.cofemersimir.gob.mx/expediente/18083/mir/39245/regulacion/1868121).
- [17] Centro Nacional de Control de Energía, «Diagramas unifilares del Sistema Eléctrico Nacional,» Ciudad de México, 2018.
- [18] M. A. Tovar Rosas, *Análisis de integración de centrales generadoras renovables a la red de Baja Califirnia Sur*, Temixco. Mor.: Tesis de Maestría , 2018.
- [19] L. Lima, «IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls,» 6 junio 2013. [En línea]. Available: [http://www.sel.eesc.usp.br/ieee/NETS68/NETS\\_NYPS\\_\(68\\_bus\\_system\)\\_ANAREDE\\_PacDyn\\_ANATEM\\_study\\_report.pdf](http://www.sel.eesc.usp.br/ieee/NETS68/NETS_NYPS_(68_bus_system)_ANAREDE_PacDyn_ANATEM_study_report.pdf). [Último acceso: 13 agosto 2019].

- [20] NEPLAN AG, «POWER SYSTEM STABILIZER MODELS,» 2015. [En línea]. Available: [https://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Nep\\_PSSs.pdf](https://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Nep_PSSs.pdf). [Último acceso: 28 abril 2019].
- [21] NEPLAN AG, «TURBINE-GOVERNOR MODELS,» 2015. [En línea]. Available: [https://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Nep\\_TURBINES\\_GOV.pdf](https://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Nep_TURBINES_GOV.pdf). [Último acceso: 28 abril 2019].
- [22] NEPLAN AG, «EXCITER MODELS,» 2015. [En línea]. Available: [https://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Nep\\_EXCITERS1.pdf](https://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Nep_EXCITERS1.pdf). [Último acceso: 28 abril 2019].
- [23] E. Muljadi, M. Singh y V. Gevorgian, «User Guide for PV Dynamic Model Simulation Written on PSCAD Platform,» National Renewable Energy Laboratory, Denver, 2014.
- [24] Secretaria de Salud de Baja California Sur, «Anuario estadístico 2017,» [En línea]. Available: <http://saludbcs.gob.mx/estadistica.html>. [Último acceso: 16 marzo 2019].
- [25] Centro Nacional de Control de Energía, «Estado Operativo del SEN,» [En línea]. Available: <http://saludbcs.gob.mx/estadistica.html>. [Último acceso: 3 enero 2020].
- [26] L. Wang, H. Zhang y D. Chen, «Intermittency Indexes For Renewable Energy Resources,» *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2013.
- [27] P. Das, J. Mathur, R. Bhakar y A. Kanudia, «Implications of short-term renewable energy resource intermittency in long-term power system planning,» *Energy strategy reviews*, n° 22, pp. 1-15, 2018.