



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

INSTITUTO DE INGENIERÍA  
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA  
INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL  
SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA CALIFORNIA SUR

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
**Ingeniero en Energías Renovables**

PRESENTA:

**Leonardo Fabián Bañuelos Ruiz**

ASESOR:

Héctor García Viveros

Temixco, Morelos, 2019



**IER**

Instituto de Energías  
Renovables



**INSTITUTO  
DE INGENIERÍA  
UNAM**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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





**OF/IER/LIER/130/2019**  
**ASUNTO:** Notificación de jurado y  
fecha para examen profesional.

**LIC. IVONNE RAMÍREZ WENCE**  
**DIRECTORA GENERAL DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR**  
**Presente.**

Por medio de la presente le informo que el día viernes 23 de agosto de 2019, a las 10:00 hrs., en el Instituto de Energías Renovables, el **C. BAÑUELOS RUIZ LEONARDO FABIAN**, con número de cuenta 311656149 de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, llevará a cabo la presentación del trabajo de tesis y examen profesional titulado:

***“Análisis técnico económico para la integración de energías renovables  
en el sistema eléctrico de Baja California Sur”***

Debido a que el alumno ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, el Comité Académico de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, le asigna el Jurado de Examen Profesional integrado por los siguientes académicos.

<b>PRESIDENTE:</b>	<b>DR. MANUEL MARTÍNEZ FERNÁNDEZ</b>
<b>VOCAL:</b>	<b>DR. MIGUEL ROBLES PÉREZ</b>
<b>SECRETARIO:</b>	<b>DR. HÉCTOR GARCÍA VIVEROS</b>
<b>SUPLENTE:</b>	<b>DR. JAVIER DE LA CRUZ SOTO</b>
<b>SUPLENTE:</b>	<b>DR. OSCAR ALFREDO JARAMILLO SALGADO</b>

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

Atentamente,  
**“Por mi raza hablará el espíritu”**  
Temixco, Mor., a 14 de agosto de 2019

**Dr. Jorge Alejandro Wong Loya**  
**Coordinador Académico de la LIER**  
**IER-UNAM**

JAWL´mfp.

Priv. Xochicalco s/n,  
Col. Centro,  
62580 Temixco, Morelos, México  
T. 01 (777) 362 00 90  
(52) 55 56 22 97 00

ier.unam.mx



*A mis padres, Guadalupe y Teodoro, y a mi hermana Fadua.*



# Agradecimientos

---

Me gustaría agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México y al Instituto de Energías Renovables por haberme permitido formar parte de esta comunidad única, que promueve la búsqueda del desarrollo sustentable, el afán por el saber y el pensamiento crítico.

A mi familia, que me ha dado toda su confianza y apoyo incondicional, desde que decidí aplicar a la LIER y durante toda mi carrera hasta este momento de culminación.

A Héctor García Viveros, por aceptarme como su alumno y haber sido mi asesor durante la realización del presente trabajo, pesar de la distancia.

A los sinodales Manuel, Javier, Héctor, Miguel y Óscar por sus observaciones y recomendaciones respecto al presente trabajo.

A los profesores que me han dado clase a lo largo de mi formación académica, por su tiempo y dedicación.

A mis amigos de la tercera generación de la LIER, especialmente a los vikingos, que fueron mis compañeros de estudio y de vida durante toda la carrera.

A Mario, Rodiberto y Jorge Tenorio por su ayuda en los temas de análisis y simulación de sistemas eléctricos.

A Maribel por apoyarme para entrar y permanecer en la LIER y alentarme a realizar un semestre de intercambio.

A Magali, Carlos y Miguel por ayudarme a cumplir los requisitos de servicio social, becas y demás trámites que gracias a ellos en la LIER son muy fáciles de hacer.

A Karla y a todo el equipo SeGesTec, por apoyarme durante el último año a mi desarrollo profesional.

Al proyecto 272063 “Fortalecimiento del campo de Energía Eólica en el Programa de Doctorado en Ingeniería Campo de conocimiento en Energía con sede en el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México” por la aportación al desarrollo de mi tesis, a través de licencia de software y equipo de cómputo.

A Carlo Brancucci y Ricardo Bracho, del “National Renewable Energy Laboratory, NREL”, por haberme compartido los datos de recurso eólico y solar en BCS, con los cuales se llevo a cabo una parte importante de la presente tesis.





# Resumen

---

El sistema eléctrico aislado de Baja California Sur (BCS) se constituye como el sistema con la generación más contaminante y con los cargos por generación más altos en las tarifas eléctricas del país. En este sentido, en el presente trabajo se presenta un escenario óptimo para sustituir centrales generadoras altamente contaminantes por centrales generadoras basadas en energías renovables variables, solar y eólica, apoyadas por sistemas de almacenamiento de electricidad, garantizando el suministro de acuerdo con el crecimiento de demanda estimado a 2031.

La metodología para la solución del problema se plantea en dos etapas. Primero, un análisis de flujos de potencia del sistema eléctrico de BCS con la demanda máxima de 2017 y la demanda máxima de invierno y verano estimada a 2031, utilizando el software comercial ETAP. A partir de este análisis, se identifican limitantes en la red de transmisión actual de BCS, ya que no tiene la capacidad para satisfacer la demanda en 2031, presentando niveles de tensión por debajo de los mínimos de operación, principalmente en verano.

Posteriormente, se lleva a cabo el dimensionamiento para la expansión de la capacidad de generación del sistema, así como de sistemas de almacenamiento, utilizando el modelo de optimización lineal entera mixta de código abierto “ficus”, dados el recurso disponible, los costos y las características técnicas de diferentes tecnologías de generación, renovables y no renovables. De esta manera se encontró la configuración del sistema con un costo mínimo para satisfacer la demanda horaria en 2031, en diferentes escenarios. Asimismo, se obtuvo que en el sistema óptimo, sin restricciones adicionales a las limitaciones técnicas de cada tecnología, la capacidad de energía renovable representa el 66 %, y generaría el 64 % de la electricidad a lo largo del año.



# Índice general

---

<b>Índice de figuras</b>	<b>xI</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>xIII</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes . . . . .	1
1.2. Motivación . . . . .	2
1.3. Objetivo . . . . .	3
1.4. Planteamiento del problema . . . . .	4
1.5. Metodología . . . . .	4
1.6. Contribuciones . . . . .	5
1.7. Estructura de la tesis . . . . .	5
<b>2. Marco teórico</b>	<b>7</b>
2.1. Sistemas eléctricos de potencia . . . . .	7
2.1.1. Introducción . . . . .	7
2.1.2. Flujos de potencia . . . . .	8
2.1.3. Método de solución . . . . .	10
2.1.4. Control de voltaje y potencia reactiva . . . . .	11
2.2. Optimización lineal . . . . .	11
2.2.1. Modelo matemático . . . . .	12
2.2.1.1. Descripción de sistemas de almacenamiento . . . . .	13
2.2.1.2. Descripción de procesos de conversión . . . . .	15
<b>3. Análisis de la red eléctrica de BCS</b>	<b>19</b>
3.1. Matriz energética 2017 y prospectiva a 2031 . . . . .	19
3.2. Selección de días críticos . . . . .	19
3.3. Simulación de la red eléctrica de transmisión . . . . .	21
3.3.1. Resultados . . . . .	25
<b>4. Optimización lineal: Dimensionamiento de Generación y Almacenamiento.</b>	<b>33</b>
4.1. Datos de entrada . . . . .	33

## ÍNDICE GENERAL

---

4.1.1. Series de tiempo . . . . .	<b>33</b>
4.1.2. Datos fijos . . . . .	<b>39</b>
4.2. Escenarios y resultados . . . . .	<b>43</b>
4.3. Escenario elegido . . . . .	<b>52</b>
4.3.1. Implementación del escenario “Solar Sur / TG Fijo” en el sistema de BCS . . . . .	<b>54</b>
<b>5. Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros</b>	<b>59</b>
5.1. Conclusiones . . . . .	<b>59</b>
5.2. Recomendaciones y trabajos futuros . . . . .	<b>60</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>63</b>

# Índice de figuras

---

2.1. Fasor de voltaje . . . . .	9
3.1. Demanda crítica invierno . . . . .	20
3.2. Demanda crítica verano . . . . .	21
3.3. Diagrama base . . . . .	24
3.4. Carga y nivel de tensión en buses. Escenario con demanda máxima de 2017 . . . . .	27
3.5. Flujo de potencia en líneas de transmisión. Escenario con demanda máxima de 2017 . . . . .	27
3.6. Diagrama 2017 . . . . .	28
3.7. Carga y nivel de tensión en buses. Escenario con demanda en invierno de 2031 . . . . .	29
3.8. Flujo de potencia en líneas de transmisión. Escenario con demanda en invierno de 2031 . . . . .	29
3.9. Diagrama 2031 INV . . . . .	30
3.10. Carga y nivel de tensión en buses. Escenario con demanda en verano de 2031 . . . . .	31
3.11. Flujo de potencia en líneas de transmisión. Escenario con demanda en verano de 2031 . . . . .	31
3.12. Diagrama 2031 VER . . . . .	32
4.1. Sitios seleccionados para centrales de generación solar. Cortesía de NREL	35
4.2. Sitios seleccionados para centrales de generación eólica. Cortesía de NREL	35
4.3. Sitios de posible generación solar agrupados por zonas . . . . .	37
4.4. Sitios de posible generación eólica agrupados por zonas . . . . .	38
4.5. Demanda Eléctrica 2031, Recurso Eólico y Solar Diario, BCS . . . . .	38
4.6. Capacidad de generación por tecnología (Prospección a 2031) . . . . .	46
4.7. Capacidad de almacenamiento (Prospección a 2031) . . . . .	47
4.8. Generación anual de electricidad por tecnología (Prospección a 2031) . . . . .	49
4.9. Emisiones de CO <sub>2</sub> y precursores de GEI (Prospección a 2031) . . . . .	50
4.10. Costo total anual de generación (Prospección a 2031) . . . . .	51
4.11. Comparación cualitativa de escenarios . . . . .	52
4.12. Generación crítica invierno . . . . .	54

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

4.13. Generación crítica verano . . . . .	55
4.14. Diagrama de sistema BCS a 2031 con integración de renovables . . . . .	58

# Índice de tablas

---

3.1. Demanda máxima por zona . . . . .	<b>22</b>
4.1. Datos de zonas de posible generación con energía solar . . . . .	<b>36</b>
4.2. Datos de zonas de posible generación con energía eólica . . . . .	<b>37</b>
4.3. Costos y características de tecnologías de generación . . . . .	<b>41</b>
4.4. Costos y características de sistemas de almacenamiento Ion-Litio . . . . .	<b>43</b>
4.5. Plantas de generación 2017 y 2031 . . . . .	<b>57</b>



# Introducción

---

## 1.1. Antecedentes

La energía eléctrica tiene un papel fundamental en el desarrollo económico y humano de las sociedades modernas, así como en el desarrollo de su vida cotidiana. La producción mundial de energía eléctrica creció 387 % durante 40 años (1974-2015) teniendo una tasa promedio de crecimiento anual de 3.4 % (IEA, 2017) y se espera que aumente 45 % de 23400 TWh en 2015 a 34000 TWh para 2040 (EIA, 2017). Hasta 2015, 68.5 % de la electricidad mundial provenía de fuentes fósiles, 16 % de plantas hidroeléctricas, 10.6 % de plantas nucleares, 10.6 % de plantas geotérmicas, solares, eólicas, mareas y otras fuentes; y 2.3 % de biocombustibles y desechos (IEA, 2017).

Los combustibles fósiles como el carbón, el gas natural, el petróleo y sus derivados, son usados para producir la mayor parte de la electricidad que se consume actualmente, sin embargo su extracción requiere de procesos cada vez más costosos, complicados y contaminantes. Además son la principal fuente mundial de emisiones de  $CO_2$ , las cuales alcanzaron las  $32 (\pm 2.7)$  Gt $CO_2$ /año en 2010, y crecieron alrededor de un 3 % entre 2010 y 2011 (IPCC, 2014). Las emisiones de este gas junto con otros gases de efecto invernadero han causado un incremento en la temperatura de la superficie terrestre, así como un cambio climático en diferentes regiones del planeta, lo que aumenta las probabilidades de impactos graves, generalizados e irreversibles para las personas y los ecosistemas. “Para contener el cambio climático es necesario reducir de forma sustancial y sostenida las emisiones de gases de efecto invernadero”. (IPCC, 2014). Debido a esto y a que los combustibles fósiles son finitos, es necesario hacer una transición energética hacia otras fuentes como energías renovables y/o energía nuclear. El inconveniente de la energía nuclear es que durante el proceso de fisión se producen residuos radiactivos, los cuáles representan un peligro para la salud de animales y seres humanos. Estos residuos, dependiendo de su nivel de radioactividad, deben ser almacenados durante años, y posteriormente colocados en disposiciones geológicas profundas diseñadas para disminuir los riesgos potenciales a lo largo de miles de años (Chapman and Hooper, 2012), sin embargo, actualmente la mayor parte de los residuos más radiactivos, cono-

## 1. INTRODUCCIÓN

---

cidos como residuos de alto nivel (HLW, por sus siglas en inglés) aún están en la etapa de almacenamiento temporal debido a que no se cuenta con suficiente capacidad para disponer de ellos de forma permanente (IAEA, 2018).

Las fuentes renovables de energía, son aquellas que se generan a un ritmo mayor al que son utilizadas, como pueden ser la radiación solar, el viento, el calor de los yacimientos geotérmicos, la biomasa, la energía potencial y cinética de los caudales de agua, las mareas, las corrientes marinas, y los gradientes térmicos y salinos en los mares. Todas estas son renovables mientras su explotación se realice a un ritmo menor que al que se producen naturalmente. Estas fuentes pueden dividirse (Moreno-Munoz, 2017) en energías renovables despachables (como hidroeléctrica, geotérmica y bioenergía) y energías renovables variables o ERV (como solar y eólica) debido a su dependencia en las condiciones climatológicas temporales.

En México se cuenta con un alto potencial posible de generación eléctrica con energías renovables eólica y solar (SENER, 2016). Para poder aprovecharlo en el sistema eléctrico nacional (SEN), se necesita cambiar el lugar de generación, de manera que la conversión de energía se lleve a cabo en el lugar dónde se encuentra el recurso. Además, mediante la generación distribuida (GD) se permitirá realizar proyectos a pequeña, mediana y gran escala, que contribuyan al suministro de la demanda base y pico, con recursos locales.

En el presente trabajo se analiza la posibilidad de integrar centrales de generación basadas en tecnologías de ERV y sistemas de almacenamiento de electricidad (SAE) al sistema eléctrico aislado de Baja California Sur (BCS), evaluando la factibilidad económica y técnica. En esta entidad existen dos regiones de control aisladas, la 09 que corresponde al sistema llamado Baja California Sur y la 10 que corresponde al sistema aislado llamado Mulegé. Para este trabajo solamente se considera la región 09, en lo sucesivo sistema eléctrico de BCS.

### 1.2. Motivación

El sistema eléctrico de BCS se constituye como el sistema con la generación más contaminante del país y con altos cargos por generación en las tarifas eléctricas; por lo tanto, el cambio a un esquema de generación conjunta con energías renovables, representa una opción con grandes beneficios.

Según datos del PRODESEN (Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional) 2017-2031 (SENER, 2017), en el sistema se generaron 2559 GWh de energía eléctrica en 2016, los cuales se obtuvieron 99 % con tecnologías convencionales de fuentes fósiles (71 % combustión interna, 20 % termoeléctrica convencional, 8 % turbogás) y solamente 1 % con energía solar fotovoltaica. Las plantas de combustión interna y termoeléctricas convencionales están alimentadas con combustóleo y las de turbogás con diésel, combustibles que se caracterizan por su alto nivel de emisiones contaminantes (620 a 805 kgCO<sub>2</sub>/ MWh con combustóleo y 1408 kgCO<sub>2</sub>/MWh con diésel), lo que provocó que las emisiones totales de CO<sub>2</sub> fueran de 1826 kilotoneladas en 2016 con una

tasa de emisiones de 713.6 kgCO<sub>2</sub>/MWh, es decir, casi 1.8 veces la tasa de emisiones del sistema interconectado nacional, SIN, que fue de 399.4 kgCO<sub>2</sub>/MWh en el mismo periodo. Además, la producción de electricidad mediante combustión interna tiene los costos más altos respecto al resto de las tecnologías convencionales. Para 2031 se espera que la demanda aumente hasta 4709 GWh por año.

En cuanto a la capacidad instalada en el sistema, en 2016 era de 800.38 MW de los cuales 55 % eran de combustión interna, 39 % de turbogás y 6 % de solar fotovoltaica. Según los resultados del PIIRCE (Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas) publicados en el PRODESEN 2017-2031 (SENER, 2017), para 2031 la capacidad habrá aumentado a 1772.93 MW, de los cuáles 52 % serán de combustión interna, 15 % de turbogás, 6 % de nucleoelectrica, 19 % de solar fotovoltaica, 3 % de eólica, 4 % de bioenergía a partir de residuos sólidos y 1 % de energía cinética. Es decir, 26 % de la capacidad instalada correspondería a energías renovables, y se estarían produciendo además de los gases de efecto invernadero, residuos radioactivos a partir de la planta de energía nuclear. Se debe tener en cuenta que el porcentaje de capacidad instalada no corresponde al de generación eléctrica, debido a que las plantas no operan en su totalidad de manera simultánea.

En el PRODESEN 2017-2031 se describe un proyecto programado de interconexión de los sistemas aislados del estado de BCS (09-BCS y 10-Mulegé) al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de la instalación de un cable submarino que atraviese el mar de Cortés, argumentando que esta obra reducirá costos fijos y variables en el sistema e incrementará la integración de generación renovable, además de interconectar todo el sistema eléctrico nacional. Se estima un costo de 999.8 millones de dólares (a valor presente 2019) y una relación beneficio/costo de 3.7. Con este cable se pretende transmitir energía generada en los estados de Sonora y Sinaloa, que funcionan a base de gas natural para ayudar a satisfacer la demanda de energía en BCS y disminuir la generación a partir de diésel y combustóleo.

BCS es uno de los estados con mejor recurso solar del país, y cuenta con varias zonas con velocidades de viento propicias para la instalación de generadores eólicos. El motivo de este trabajo es hacer un análisis evaluando la posibilidad de usar los recursos de energía renovables de BCS para satisfacer la demanda de su sistema eléctrico, considerando la integración de sistemas de almacenamiento, tomando en cuenta aspectos tanto técnicos como económicos, para disminuir el impacto ambiental del sistema, aprovechando la disponibilidad de fuentes renovables de energía que presenta esta región sin conectarse al Sistema Interconectado Nacional ni comprometer su confiabilidad.

### 1.3. Objetivo

Determinar un escenario que permita optimizar el aprovechamiento de los recursos renovables para la generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico de BCS, con el fin de permitir la sustitución de centrales generadoras altamente contaminantes por centrales generadoras de bajo impacto ambiental, y a su vez garantizar el suministro

de electricidad de acuerdo al crecimiento de demanda estimado a 2031.

### Objetivos específicos

- Modelar y analizar el estado actual del sistema eléctrico de Baja California Sur.
- Determinar la capacidad instalable de ERV y SAE con un costo mínimo.

### 1.4. Planteamiento del problema

Para cumplir con los objetivos, se debe analizar el sistema eléctrico actual y futuro de BCS, e identificar las posibles problemáticas de operación en la red eléctrica consecuentes del crecimiento de la demanda de energía en la región.

Posteriormente, se debe calcular y minimizar el costo anual de generación del sistema, tomando en cuenta el crecimiento en la demanda, los costos fijos y variables de los sistemas de generación, que dependen de las características técnicas de cada tecnología (como su eficiencia y modos de operación), del recurso disponible cercano a las líneas de transmisión a lo largo del año en el caso de las ERV, así como de los precios de los combustibles en el caso de las tecnologías convencionales. De esta manera se podrán determinar la ubicación y capacidad óptima de las nuevas plantas a instalar de cada tecnología así como los horarios de operación de cada una de ellas.

### 1.5. Metodología

1. Mediante un análisis de flujos de potencia se determina el estado del sistema eléctrico actual y futuro de BCS, mediante el software comercial ETAP, identificando las posibles problemáticas en la operación del sistema.
2. Para calcular el costo mínimo anual del sistema se usa un modelo de optimización lineal entera mixta para sistemas de energía distribuidos con enfoque en el dimensionamiento y uso de almacenamiento, desarrollado en el Instituto para Economía de la Energía y Tecnología Aplicada de la Universidad Técnica de Múnich llamado "ficus". Este modelo permite encontrar la matriz de tecnologías con el menor costo dadas ciertas restricciones, como la disponibilidad del recurso, o la participación deseada de energías renovables en la generación.
3. Una vez determinada la capacidad de generación óptima a instalar para cada tecnología, se ubican las nuevas plantas de generación en relación a la subestación más cercana.

## 1.6. Contribuciones

Se determina la capacidad óptima de generación de electricidad basada en fuentes renovables de energía en conjunto con tecnologías de almacenamiento, para satisfacer la demanda futura de energía eléctrica en Baja California Sur, sin conectarse al Sistema Interconectado Nacional, permitiendo sustituir las centrales que funcionan actualmente a base de combustibles como diésel y combustóleo, las cuales operan con altos costos y altos niveles de contaminación.

## 1.7. Estructura de la tesis

La estructura de la tesis se divide en 5 capítulos y una sección de apéndices, como se describe a continuación:

En el capítulo 1 se presentan de manera general los antecedentes de la generación de electricidad en México y el mundo, y se describe la composición actual del sistema eléctrico de BCS, así como la problemática a resolver y el método a seguir para su solución. En el capítulo 2 se desarrolla el marco teórico describiendo los métodos que se utilizan a lo largo del presente trabajo, que son el análisis de flujos de potencia y la optimización lineal. En el capítulo 3 se lleva a cabo el análisis de flujos de potencia del sistema actual y futuro, identificando las posibles problemáticas de operación del sistema. En el capítulo 4 se describen todas las restricciones y consideraciones tomadas en cuenta para la optimización lineal y se muestran los resultados de esta. Finalmente, en el capítulo 5 se generan las conclusiones de la tesis, recomendaciones y los futuros trabajos que de esta puedan desprenderse.

En la sección de anexos se pueden encontrar diagramas unifilares del sistema eléctrico realizados durante el presente trabajo.



---

## Capítulo 2

# Marco teórico

---

El modelado y planeación de sistemas energéticos en islas puede ser considerada un área de análisis específica. Las características típicas de los sistemas aislados según (Liu et al., 2018) son: (i) distancias enormes entre los centros de población, (ii) limitaciones de acceso a las redes eléctricas públicas, (iii) alta dependencia en la importación de energía, e (iv) inconvenientes en la transmisión. Para estas áreas aisladas, puede ser más económico permanecer autónomos que interconectarse a la red. Las principales ventajas de la penetración de energías renovables para estos sistemas son la inagotabilidad de los recursos, la reducción en la contaminación, bajos requerimientos de transmisión a largo plazo y usualmente abundancia local. Sin embargo, la inestabilidad de los sistemas autónomos con una alta penetración de energías renovables es un riesgo para las áreas aisladas, por lo que los sistemas híbridos pueden ser una opción para estas.

En BCS se pueden identificar fácilmente las características (i) y (iii) antes mencionadas, considerando a los combustibles diésel y combustóleo como energía importada al sistema. Para el presente análisis se usan dos métodos complementarios, el primero es un análisis de los flujos de potencia, para conocer el estado operativo actual del sistema con el software ETAP y el segundo es una optimización para la expansión de la capacidad de generación y almacenamiento de energía, así como el despacho de las centrales a un costo mínimo, considerando diferentes tecnologías a través del software ficos.

## 2.1. Sistemas eléctricos de potencia

### 2.1.1. Introducción

Para evaluar el funcionamiento de los sistemas eléctricos es importante tener presente algunos conceptos básicos, comenzando por la propia definición de red eléctrica. De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica (H. Congreso de la Unión, 2014), red eléctrica es un “Sistema integrado por líneas, subestaciones y equipos de transformación, compensación, protección, conmutación, medición, monitoreo, comunicación y

operación, entre otros, que permiten la transmisión y distribución de energía eléctrica”. A nivel internacional, la definición brindada por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE por sus siglas en inglés), dice que “Un sistema eléctrico consiste en: unidades de generación, dispositivos que aprovechen la electricidad y una red que los una y conecte. El objetivo de la red es permitir el transporte de la energía eléctrica de la producción al consumo, manteniendo estabilidad y calidad de la energía a los consumidores”.

Tradicionalmente la energía eléctrica se origina en grandes centrales generadoras y es transmitida a través de líneas de transmisión y distribución hasta los centros de consumo o cargas. En el trayecto la energía eléctrica pasa por distintas etapas, primero se eleva el voltaje mediante el uso de transformadores de un nivel que es práctico para los generadores hasta un nivel que provee una eficiencia adecuada para la transmisión en distancias largas. Después, el voltaje se disminuye, nuevamente con el uso de transformadores, a un voltaje apto para la red de distribución cercana a los centros de consumo y finalmente el voltaje se reduce a niveles seguros para el consumidor.

En un sistema moderno, hay cientos de centrales generadoras conectadas a la red, así como varios sistemas de distribución con sus respectivas cargas. Las centrales generadoras pueden obtener su energía de distintas fuentes primarias. A través de generadores eléctricos impulsados por una fuerza motriz proveída por turbinas de gas o vapor; motores de combustión interna a base de diésel, gasolina o gas natural; o turbinas eólicas o hidráulicas. También la pueden obtener a base de una conversión directa de una fuente de energía como ocurre con las celdas fotovoltaicas o en las celdas de combustible.

### 2.1.2. Flujos de potencia

El estudio de flujos de potencia constituye la metodología más empleada para describir el comportamiento de un sistema eléctrico, en la vida real resulta impráctico realizar estos análisis manualmente; por lo cual se han desarrollado programas computacionales capaces de simular dichos sistemas. En este trabajo se lleva a cabo un análisis de flujos de potencia con el software ETAP<sup>1</sup>.

Las cantidades básicas en los sistemas de potencia son la corriente y la tensión. La corriente es el flujo de electrones y el voltaje es la fuerza que provoca el movimiento de estos. Entonces la potencia eléctrica es la fuerza (tensión) empujando al flujo (corriente) de electrones (Kirtley, 2010). Los sistemas eléctricos de potencia emplean principalmente corriente alterna, donde los voltajes y corrientes son ondas senoidales viajando a una velocidad angular  $\omega$ , y con un desfase  $\phi$ ,

$$v = V \cos(\omega t + \phi_v) \quad (2.1)$$

$$i = I \cos(\omega t + \phi_i) \quad (2.2)$$

---

<sup>1</sup>Version 18.0.0C con número de serie de licencia 18.0.0.12218

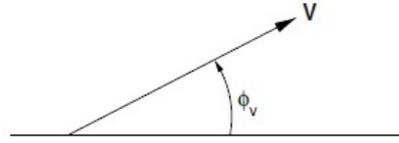
Así el flujo de potencia instantánea está dado por el producto voltaje por corriente:

$$p = vi = VI \cos(\omega t + \phi_v) \cos(\omega t + \phi_i)$$

$$p = \frac{VI}{2} [\cos(\phi_v - \phi_i) + \cos(2\omega t + \phi_v + \phi_i)] \quad (2.3)$$

Por otra parte y de acuerdo a la identidad de Euler, una señal senoidal como la onda de voltaje puede representarse en forma fasorial y compleja de la siguiente manera (Kirtley, 2010):

$$\mathbf{V} = V e^{j\phi_v} = V(\cos \phi_v + j \sin \phi_v) \quad (2.4)$$



**Figura 2.1:** Fasor de voltaje

De la misma manera para la corriente se tiene:

$$\mathbf{I} = I e^{j\phi_i} = I(\cos \phi_i + j \sin \phi_i) \quad (2.5)$$

De esta forma la potencia compleja se define como,

$$\mathbf{S} = \mathbf{V}\mathbf{I}^* = V e^{j\phi_v} I e^{-j\phi_i} = VI e^{j\phi} \quad (2.6)$$

Donde  $\phi = \phi_v - \phi_i$  es el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente. Entonces la potencia compleja puede escribirse como:

$$\mathbf{S} = VI(\cos \phi + j \sin \phi) = P + jQ \quad (2.7)$$

Separando los términos real e imaginario tenemos,

$$P = VI \cos \phi \quad (2.8)$$

$$Q = VI \sin \phi \quad (2.9)$$

La componente real, conocida como potencia activa  $P$ , se define como el promedio alrededor del cual oscila la potencia instantánea y representa la potencia útil; o sea aquella capaz de realizar trabajo. Se debe observar que depende del factor de potencia de la carga ( $\cos \phi$ ). Por su parte, la componente imaginaria conocida como potencia reactiva  $Q$ , se define como el valor pico de la segunda componente de la potencia instantánea, su valor promedio es cero por lo tanto no es capaz de realizar trabajo útil, y se está intercambiando continuamente entre la fuente y la carga.

### 2.1.3. Método de solución

La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase de los voltajes nodales, así como la potencia real y reactiva que fluye por las líneas (Kirtley, 2010). Comúnmente la representación en la que se proporciona la información sobre los sistemas eléctricos de potencia se da en forma de diagramas unifilares. Para la creación de estos diagramas es de vital importancia la correcta inclusión de los elementos que componen el sistema, es decir, generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas, entre otros.

Parte esencial en los estudios de flujo de potencia radican en identificar qué tipo nodos (bus) conforman el sistema; a continuación, se presentan los 3 diferentes tipos de nodos.

- Nodos de carga. Dicho nodo, no tiene fuentes de generación, normalmente se proporcionan los valores de la potencia activa y reactiva como entradas negativas al sistema.
- Nodos de voltaje controlado. Puede ser cualquier bus del sistema que mantiene la magnitud del voltaje, en algunos casos existen generadores conectados a dichos buses, los cuales pueden controlar el voltaje, generalmente dichas buses son los principales, los cuales abastecen al sistema de energía.
- Nodo compensador. El ángulo de voltaje de dicho bus será el de referencia para los demás.

Algunas veces, no es necesario agregar todos los parámetros del sistema al software, normalmente cuando no se cuenta con datos de entrada al estudio se les considera como variables de estado o variables dependientes (por ejemplo, las pérdidas del sistema) las cuales dependerán enteramente de las condiciones de los demás elementos conectados al sistema. Una vez que se hayan calculado o tenido todas las variables de estado, el programa procede a determinar el estado completo del sistema.

Una vez que se tienen dichos parámetros, para realizar los respectivos cálculos matemáticos de flujos de potencia normalmente se emplean métodos iterativos como el de Gauss-Seidel y Newton-Raphson.

Hoy en día el método de Newton-Raphson no es uno de los más concurrentes en la industria, sin embargo, todavía es de gran utilidad; resuelve las ecuaciones de flujos de potencia de forma polar.

El método Gauss-Seidel resuelve las ecuaciones asignando valores estimados sobre los buses desconocidos y obtiene nuevos valores para cada una, a cada cálculo nuevo que se genera se le llama iteración y el proceso se repite hasta que los nuevos valores entran en un rango mínimo especificado; este método trabaja con coordenadas rectangulares hasta que las diferencias en los voltajes de los buses sean lo más pequeñas posibles.

#### 2.1.4. Control de voltaje y potencia reactiva

En un sistema eléctrico de potencia ideal, el voltaje y la frecuencia en cada nodo deben ser constantes (Kirtley, 2010) y el factor de potencia unitario, es decir, que la componente de potencia reactiva  $Q$  tienda a cero. En particular, estos parámetros deben ser independientes del tamaño y las características de las cargas conectadas. Por tanto, puede establecerse una noción de la calidad en el suministro en términos de qué tan constantes son el voltaje y la frecuencia en el punto de generación y de qué tan cerca se está operando a un factor de potencia unitario. En sistemas trifásicos, el grado de balance de las corrientes y voltajes debe incluirse como una medida de la calidad en el suministro.

Puesto que tales condiciones no se pueden alcanzar en un sistema eléctrico de potencia real, debido a la interacción que existe entre los elementos que conforman el propio sistema, se requiere de ajustes que permitan al sistema a evolucionar a estados cercanos a la condición operativa ideal. Estos ajustes, deben interpretarse como la manera de compensar las limitaciones que tiene el sistema para alcanzar tales estados operativos.

Dentro de un esquema de compensación, es común la inclusión de dispositivos que permitan reducir o incrementar los niveles de voltaje mediante el control de potencia reactiva ante condiciones operativas específicas. Dado que se requiere observar los niveles de voltaje en todos los puntos del sistema, se deben plantear esquemas de compensación coordinados a fin de lograr un objetivo preestablecido.

En este sentido el propósito de este trabajo es analizar el comportamiento de la potencia y el voltaje en el sistema eléctrico de BCS. Para esto, se debe observar el comportamiento de cada uno de sus componentes, a fin de evaluar la calidad del suministro, desde un punto de vista de estabilidad de voltaje. Esto es particularmente importante en el caso de la integración de centrales generadoras renovables eólicas y fotovoltaicas, debido al limitado control de potencia reactiva e incluso consumo de la misma que presentan estas centrales generadoras, lo que implica la necesidad de dispositivos externos de compensación de potencia reactiva (Moreno-Munoz, 2017).

## 2.2. Optimización lineal

La optimización, o programación lineal es un algoritmo matemático usado frecuentemente en la planeación de un sistema eléctrico. En México la Secretaría de Energía (SENER) realiza el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) usando este procedimiento. En los estudios (Gulagi et al., 2017), (Breyer et al., 2015) y (Wouters et al., 2015), correspondientes a las regiones de India, Sur de Australia y Noreste de Asia respectivamente, se obtuvieron los diseños óptimos para sistemas energéticos con integración de fuentes renovables de energía con el uso de modelos de optimización lineal.

Un problema de programación lineal es aquel dónde se maximiza o minimiza una función lineal sujeta a restricciones lineales, las cuales pueden ser ecuaciones o inecuaciones.

ciones. Estas restricciones forman un espacio de posibles soluciones al que se conoce como conjunto restringido. La base del algoritmo es que siempre que el problema tenga solución, es decir, cuando el conjunto restringido no este vacío, la función objetivo tiene su máximo o mínimo en una esquina del conjunto restringido, si se piensa en este como una figura contenida por las diferentes restricciones lineales.

Para la implementación de la optimización lineal al sistema de Baja California Sur, se usa un modelo desarrollado por el Instituto para la Economía de la Energía y Tecnología Aplicada de la Universidad Técnica de Múnich llamado “ficus”.

Ficus es un software de código abierto que consiste en un modelo de programación lineal entera mixta (PLEM) para la planeación de la extensión de la capacidad de generación y almacenamiento, así como la optimización del despacho de las centrales de generación y almacenamiento de un sistema eléctrico. Este identifica las configuraciones de costo óptimo de procesos de conversión de energía y técnicas de almacenamiento para cubrir una demanda dada. Está implementado en el ambiente python/pyomo y los datos de entrada son dados usando una hoja de cálculo.

El objetivo es encontrar el tamaño óptimo  $\kappa$  de los procesos y sistemas de almacenamiento definidos, así como la operación óptima representada por los flujos de potencia  $\rho$  de todos los procesos, unidades de almacenamiento, importaciones y exportaciones para satisfacer las series de demanda  $d$  con costos mínimos  $\chi$ .

El modelo ficus fue diseñado específicamente para la optimización de sistemas energéticos industriales, por lo que tiene algunas funciones que no se utilizan en el presente análisis, como la posibilidad de tener una conexión externa para importar o exportar energía o analizar diferentes demandas de energía simultáneas, como puede ser calor en forma de agua caliente o vapor de agua, por ejemplo. A continuación se explica el modelo matemático de (Atabay, 2017) simplificado específicamente para el sistema de BCS y su estructura general.

### 2.2.1. Modelo matemático

La ecuación 2.10 describe la función objetivo, dónde  $\chi_{tot}$  es el costo total anual,  $\chi_p$  es el costo anual de los procesos, y  $\chi_s$  es el costo anual del almacenamiento.

$$\min \chi_{tot} = \min(\chi_p + \chi_s) \quad (2.10)$$

La restricción principal del modelo es el balance de los flujos de potencia eléctrica en cada paso de tiempo como se muestra en la ecuación 2.11. La suma de la potencia producida en los diferentes procesos  $\rho_{p,t}^{out}$  y la potencia de salida de las unidades de almacenamiento  $\rho_{s,t}^{out}$ , debe ser igual a la suma de la potencia de entrada de las unidades de almacenamiento  $\rho_{s,t}^{in}$  y la demanda de potencia del sistema  $d_t$ . Los procesos pueden ser por ejemplo una turbina de diésel o una planta de combustión interna, que consumen cierto flujo de combustible para producir cierto flujo de potencia, o un parque eólico o solar, que convierten un recurso intermitente dado en potencia eléctrica. Todos los procesos se encuentran descritos dentro del conjunto  $\mathcal{P}$ . Las unidades de almacenamiento están descritas de manera similar en el conjunto  $\mathcal{S}$ , las cuales pueden ser una

batería de ion-litio, una batería de flujo de vanadio o bromuro de zinc, un volante de inercia, una planta de aire comprimido, una planta de bombeo de agua, o una planta de almacenamiento térmico, por poner algunos ejemplos. El conjunto  $\mathcal{T}$  contiene los periodos de tiempo  $\mathcal{S} = [1...T]$  dónde  $T$  puede variar dependiendo de la época del año que se desea evaluar y la resolución deseada.

$$\sum_{p \in \mathcal{P}^{out}} \rho_{p,t}^{out} + \sum_{s \in \mathcal{S}} \rho_{s,t}^{out} = \sum_{s \in \mathcal{S}} \rho_{s,t}^{in} + d_t \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.11)$$

### 2.2.1.1. Descripción de sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento permiten guardar energía en un paso de tiempo y entregarla después. Estos son descritos en términos de sus capacidades de carga/descarga  $\kappa_s^{pow}$  (en kW) y de sus capacidades de almacenar energía  $\kappa_s^{en}$  (en kWh).

En las restricciones [2.12](#) y [2.13](#) se expresa que las capacidades en potencia y energía de almacenamiento a instalar  $\kappa_s^{pow}$  y  $\kappa_s^{en}$ , no pueden ser menores a las capacidades mínimas en potencia y energía  $\underline{K}_s^{pow}$  y  $\underline{K}_s^{en}$ , o mayores a las capacidades máximas en potencia y energía  $\overline{K}_s^{pow}$  y  $\overline{K}_s^{en}$  definidas. La variable binaria  $\delta_s^{build}$  expresa si una capacidad  $\kappa_s^{pow}$  y  $\kappa_s^{en}$  será instalada o no para un almacenamiento  $s$ .

$$\delta_s^{build} \cdot \underline{K}_s^{pow} \leq \kappa_s^{pow} \leq \delta_s^{build} \cdot \overline{K}_s^{pow} \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (2.12)$$

$$\delta_s^{build} \cdot \underline{K}_s^{en} \leq \kappa_s^{en} \leq \delta_s^{build} \cdot \overline{K}_s^{en} \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (2.13)$$

La restricción [2.14](#) expresa que para los sistemas de almacenamiento existe un límite en la proporción de la capacidad de carga/descarga  $\kappa_s^{pow}$  [kW] y la capacidad de energía almacenable  $\kappa_s^{en}$  [kWh], definida por el tipo de tecnología utilizada. A este parámetro se le conoce como la máxima proporción de potencia a energía  $PE_s$ .

$$\kappa_s^{pow} \leq \kappa_s^{en} \cdot PE_s \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (2.14)$$

La ecuación [2.15](#) describe las unidades de almacenamiento durante la operación. El contenido de energía en una unidad de almacenamiento  $\epsilon_{s,t}$  al tiempo  $t$ , depende del contenido de energía  $\epsilon_{s,t-1}$  al tiempo  $t-1$  y de la potencia de carga  $\rho_{s,t}^{in}$ , o de descarga  $\rho_{s,t}^{out}$  actual. Las pérdidas durante el depósito y recuperación de energía están representadas por las eficiencias de carga/descarga  $Y_s^{in}$  y  $Y_s^{out}$ . Se usa un término de autodescarga que considera las pérdidas durante el almacenamiento en función del contenido energético  $\epsilon_{s,t-1}$  y la autodescarga  $Y_s^{self}$ .

$$\epsilon_{s,t} = \epsilon_{s,t-1} \cdot (1 - Y_s^{self}) + (\rho_{s,t}^{in} \cdot Y_s^{in} - \rho_{s,t}^{out} \cdot \frac{1}{Y_s^{out}}) \quad \forall s \in \mathcal{S}, t \in \mathcal{T} \quad (2.15)$$

El contenido máximo de energía [2.16](#) de los sistemas está limitado por la profundidad de descarga utilizable  $DOD_s$  de la capacidad total de energía  $\kappa_s^{en}$ , mientras que las

## 2. MARCO TEÓRICO

---

capacidades de carga y descarga  $\rho_{s,t}^{in}$  y  $\rho_{s,t}^{out}$  están limitadas por la capacidad total de potencia  $\kappa_s^{pow}$ , descritas en [2.17](#) y [2.18](#).

$$\epsilon_{s,t} \leq \kappa_s^{en} \cdot DOD_s \quad \forall \quad s \in \mathcal{S}, t \in \mathcal{T} \quad (2.16)$$

$$\rho_{s,t}^{in} \leq \kappa_s^{pow} \quad \forall \quad s \in \mathcal{S}, t \in \mathcal{T} \quad (2.17)$$

$$\rho_{s,t}^{out} \leq \kappa_s^{pow} \quad \forall \quad s \in \mathcal{S}, t \in \mathcal{T} \quad (2.18)$$

Para tomar en cuenta el número máximo de ciclos completos de carga/descarga se utiliza la restricción [2.19](#). En esta se limita la suma de la energía de entrada al sistema de almacenamiento, con base en la capacidad de energía almacenable utilizable  $\kappa_s^{en} \cdot DOD_s$ , el número máximo de ciclos  $Z_s$ , y el periodo total de tiempo de la optimización  $\Delta T^{tot}$  en relación al período de vida útil del sistema de almacenamiento  $LT_s$ .

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \rho_{s,t}^{in} \cdot \frac{\Delta T}{3600s} \leq \kappa_s^{en} \cdot DOD_s \cdot Z_s \cdot \frac{\Delta T^{tot}}{LT_s} \quad \forall \quad s \in \mathcal{S} \quad (2.19)$$

Los costos de inversión anuales para los sistemas de almacenamiento  $\chi_s^{inv}$  se calculan con base en capacidades de potencia  $\kappa_s^{pow}$  y energía  $\kappa_s^{en}$ , considerando costos de inversión independientes para potencia  $X_s^{inv,pow}$  y energía  $X_s^{inv,en}$  como se muestra en [2.20](#). Para obtener costos anualizados, se utiliza el factor de anualidad  $ANF_s$ .

$$\chi_s^{inv} = \sum_{s \in \mathcal{S}} (\kappa_s^{pow} \cdot X_s^{inv,pow} + \kappa_s^{en} \cdot X_s^{inv,en}) \cdot ANF_s \quad (2.20)$$

El cálculo del factor de anualidad para procesos de conversión  $ANF_p$  así como sistemas de almacenamiento  $ANF_s$  es calculado como se muestra en [2.21](#), dónde  $n$  es el período de depreciación, e  $i$  es el costo de capital promedio ponderado, el cual depende de las fuentes de financiamiento tomadas en cuenta para llevar a cabo los proyectos.

$$ANF_p = ANF_s = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (2.21)$$

Los costos fijos para almacenamiento  $\chi_s^{fix}$  dependen de la capacidad total instalada de potencia  $\kappa_s^{pow}$  y energía  $\kappa_s^{en}$ , así como de los costos fijos anuales por capacidad instalada de potencia  $X_s^{fix,pow}$  y energía  $X_s^{fix,en}$ , como se muestra en [2.22](#).

$$\chi_s^{fix} = \sum_{s \in \mathcal{S}} (\kappa_s^{pow} \cdot X_s^{fix,pow} + \kappa_s^{en} \cdot X_s^{fix,en}) \quad (2.22)$$

Los costos variables de almacenamiento  $\chi_s^{var}$  representan los costos dependientes de la operación de los sistemas. Son calculados con base en el total de energía cargada y descargada, calculada como el producto de la potencia de carga  $\rho_{s,t}^{in}$  o descarga  $\rho_{s,t}^{out}$  y su respectiva duración, tomando en cuenta los costos variables específicos para cada

unidad de almacenamiento como se muestra en [2.23](#). Lo costos son anualizados usando el tiempo total de la optimización en años  $\Delta T^{tot}$ .

$$\chi_s^{var} = \frac{1}{\Delta T^{tot}} \cdot \sum_{s \in \mathcal{S}} \sum_{t \in \mathcal{T}} ((\rho_{s,t}^{in} + \rho_{s,t}^{out}) \cdot \frac{\Delta T}{3600s} \cdot \chi_s^{var}) \quad (2.23)$$

El costo total de almacenamiento  $\chi_s$  es calculado como la suma de los costos de inversión  $\chi_s^{inv}$ , los costos fijos  $\chi_s^{fix}$  y los costos variables  $\chi_s^{var}$ , como se muestra en [2.24](#).

$$\chi_s = \chi_s^{inv} + \chi_s^{fix} + \chi_s^{var} \quad (2.24)$$

### 2.2.1.2. Descripción de procesos de conversión

Los procesos describen la posibilidad de convertir una o varias formas de energía en una o varias formas de energía de otro tipo. Los procesos son descritos por un flujo de potencia variable  $\rho_{p,t}^{flow}$ , que representa el punto de operación del proceso, limitado por la capacidad del proceso  $\kappa_p$  (en kW).

La capacidad de un proceso  $\kappa_p$  está compuesta de la capacidad existente  $K_p$  y una capacidad nueva  $\hat{\kappa}_p$ , como se muestra en [2.25](#)

$$\kappa_p = K_p + \hat{\kappa}_p \quad (2.25)$$

La capacidad nueva a instalar de un proceso  $\hat{\kappa}_p$ , en caso de que sea expandida, está limitada por una capacidad nueva mínima  $\underline{K}_p$  y una máxima  $\overline{K}_p$  previamente definidas, como se expresa en [2.26](#). La variable binaria  $\delta_p^{build}$  expresa si una capacidad  $\hat{\kappa}_p$  será instalada o no. El conjunto  $\mathcal{P}$  contiene los diferentes procesos  $p$  de conversión de energía que se planteen en el modelo.

$$\delta_p^{build} \cdot \underline{K}_p \leq \delta_p^{build} \cdot \overline{K}_p \quad \forall p \in \mathcal{P} \quad (2.26)$$

El estado del proceso se describe en [2.27](#) por una variable de flujo  $\rho_{p,t}^{flow}$ , que representa el rendimiento del proceso y está limitado por la capacidad del proceso  $\kappa_p$ .

$$\rho_{p,t}^{flow} \leq \kappa_p \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (2.27)$$

En [2.28](#) y [2.29](#) se relacionan los flujos de un tipo de energía de entrada  $\rho_{p,c}^{in}$  (por ejemplo, el contenido de energía en un tipo de combustible) o salida  $\rho_{p,c}^{out}$  (siempre electricidad para el presente modelo) con la variable de flujo del estado actual del proceso  $\rho_{p,t}^{flow}$  y su respectiva razón de conversión para el producto de entrada  $R_{p,c}^{in}$  y salida  $R_{p,c}^{out}$ , respectivamente.

$$\rho_{p,c,t}^{in} = R_{p,c}^{in} \cdot \rho_{p,t}^{flow} \quad \forall p \in \mathcal{P}, c \in \mathcal{C}, t \in \mathcal{T} \quad (2.28)$$

$$\rho_{p,c,t}^{out} = R_{p,c}^{out} \cdot \rho_{p,t}^{flow} \quad \forall p \in \mathcal{P}, c \in \mathcal{C}, t \in \mathcal{T} \quad (2.29)$$

## 2. MARCO TEÓRICO

---

Para las fuentes de energía intermitentes como el viento y la radiación solar, se utiliza la restricción [2.30](#) para limitar el flujo de energía de entrada al proceso  $\rho_{p,c,t}^{in}$  al producto de la capacidad del proceso  $\kappa_p$  y la razón de entrada del suministro  $R_{p,c}^{in}$ .

$$\rho_{p,c,t}^{in} \leq is_{c,t} \cdot \kappa_p \cdot R_{p,c}^{in} \quad \forall p \in \mathcal{P}, c \in \mathcal{C}_p^{in} \cap \mathcal{C}^{ImSup}, t \in \mathcal{T} \quad (2.30)$$

Los costos de inversión anuales de los procesos  $\chi_p^{inv}$  se calculan con base en la capacidad nueva instalada  $\hat{\kappa}_p$ , considerando los costos relativos de inversión de cada proceso  $X_p^{inv}$  como se muestra en [2.31](#). Para obtener costos anualizados, se utiliza el factor de anualidad  $ANF_s$  descrito anteriormente en la ecuación [2.21](#).

$$\chi_p^{inv} = \sum_{p \in \mathcal{P}} \hat{\kappa}_p \cdot X_p^{inv} \cdot ANF_p \quad (2.31)$$

Los costos fijos de los procesos  $\chi_p^{fix}$  dependen de la capacidad total instalada  $\kappa_p$  y de los costos fijos anuales por capacidad instalada  $X_p$ , como se muestra en [2.32](#).

$$\chi_p^{fix} = \sum_{p \in \mathcal{P}} \kappa_p \cdot X_p^{fix} \quad (2.32)$$

Los costos variables de los procesos  $\chi_p^{var}$  dependen de la operación de estos. Son calculados con base en el total de energía producida, calculada como el producto de la variable de flujo del proceso  $\rho_{p,t}^{flow}$  y su respectiva duración, tomando en cuenta los costos variables específicos para cada proceso  $X_p^{var}$  como se muestra en [2.33](#). Los costos son anualizados usando el tiempo total de la optimización en años  $\Delta T^{tot}$ .

$$\chi_p^{var} = \frac{1}{\Delta T^{tot}} \cdot \sum_{p \in \mathcal{P}} \sum_{t \in \mathcal{T}} (\rho_{p,t}^{flow} \cdot \frac{\Delta T}{3600s} \cdot X_p^{var}) \quad (2.33)$$

El costo total de los procesos se calcula como la suma de los costos de inversión  $\chi_p^{inv}$ , los costos fijos  $\chi_p^{fix}$  y los costos variables  $\chi_p^{var}$  como se muestra en [2.34](#).

$$\chi_p = \chi_p^{inv} + \chi_p^{fix} + \chi_p^{var} \quad (2.34)$$

El modelo ficus permite agrupar procesos en clases, para poder limitar la capacidad instalada máxima, la generación máxima anual, o evaluar el impacto de algún subsidio o cuota adicional a cierto tipo de tecnologías en los resultados de la modelación. Como ejemplo, se podrían agrupar los procesos que describen plantas de generación basadas en combustibles fósiles, y/o los que describen las plantas de generación a partir de fuentes renovables de energía.

Las restricciones [2.35](#) y [2.36](#) describen un límite en la capacidad total de una clase  $K_{c,l}^{pow}$ , eso significa que la suma de todas las capacidades  $k_p$  de todos los procesos dentro de la clase  $l \in \mathcal{L}$  está limitada por un límite superior. Este límite se aplica a un tipo de energía en específico de los procesos, ya sea de entrada o de salida, por lo que se necesita tomar en cuenta la razón de conversión correspondiente  $R_{p,c}$ . El conjunto de clases está representado por  $\mathcal{L}$ .

$$\sum_{p \in \mathcal{P}_l} \kappa_p \cdot R_{p,c}^{in} \leq K_{c,l}^{pow} \quad \forall l \in \mathcal{L}, c \in \mathcal{C}_l^{in} \quad (2.35)$$

$$\sum_{p \in \mathcal{P}_l} \kappa_p \cdot R_{p,c}^{out} \leq K_{c,l}^{pow} \quad \forall l \in \mathcal{L}, c \in \mathcal{C}_l^{out} \quad (2.36)$$

De la misma manera, como se muestra en las restricciones [2.37](#) y [2.38](#), la entrada o salida anual de un tipo de energía a procesos de una misma clase, se puede limitar a una cantidad máxima  $K_{c,l}^{en}$ .

$$\sum_{p \in \mathcal{P}_l \cap \mathcal{P}_c^{in}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \rho_{p,c,t}^{in} \cdot \frac{\Delta T}{3600s} \leq K_{c,l}^{en} \cdot \Delta T^{tot} \quad \forall l \in \mathcal{L}, c \in \mathcal{C}_l^{in} \quad (2.37)$$

$$\sum_{p \in \mathcal{P}_l \cap \mathcal{P}_c^{out}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \rho_{p,c,t}^{out} \cdot \frac{\Delta T}{3600s} \leq K_{c,l}^{en} \cdot \Delta T^{tot} \quad \forall l \in \mathcal{L}, c \in \mathcal{C}_l^{out} \quad (2.38)$$

Con el uso de estos métodos de modelado y planeación, se determinará el estado actual del sistema eléctrico de Baja California Sur, y se optimizará la expansión de la capacidad de generación y almacenamiento de electricidad mediante diferentes tecnologías, así como el despacho de dichas centrales.



---

## Capítulo 3

# Análisis de la red eléctrica de BCS

---

En el presente capítulo se analiza la red eléctrica de BCS actual mediante el software comercial ETAP, y se plantea el incremento en la demanda hacia 2031 identificando las posibles problemáticas que este crecimiento podría representar.

### 3.1. Matriz energética 2017 y prospectiva a 2031

Con base en la información presentada en el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) contenido en el PRODESEN 2017-2031 (SENER, 2017), se identifican las centrales que operan actualmente en el sistema eléctrico de BCS, y cuáles están programadas para su retiro en los próximos años. Se resalta que no se consideraron las plantas que en el PIIRCE aparecen como no instaladas. En la tabla 4.5 (capítulo 4) se muestra la capacidad instalada de generación de las plantas a 2017 consideradas en el presente análisis.

### 3.2. Selección de días críticos

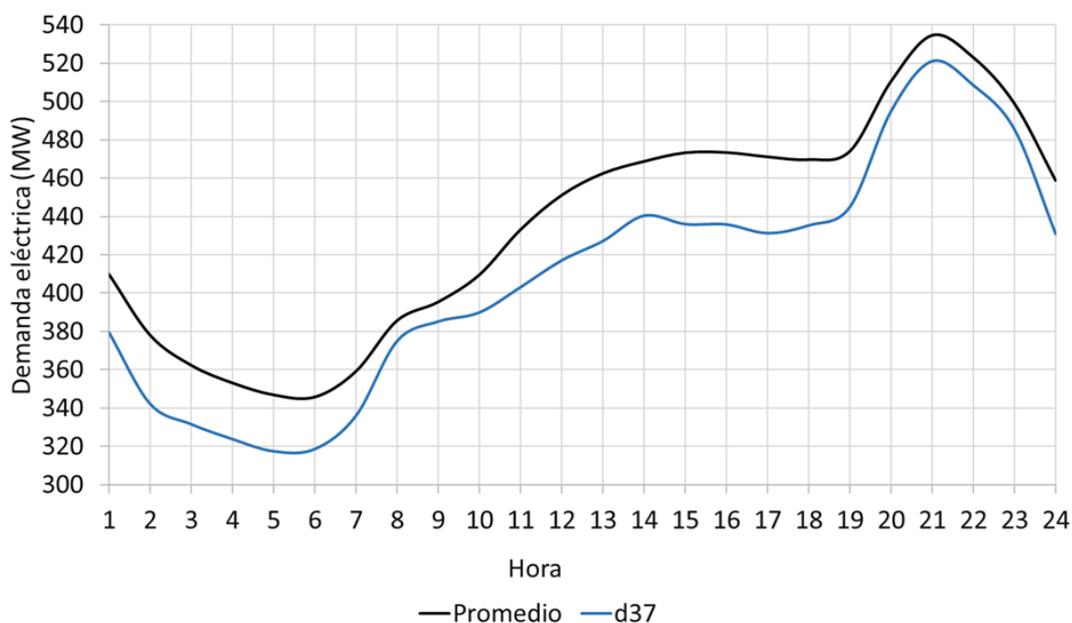
Para el análisis de flujos de potencia se eligió un día crítico con un comportamiento típico laboral de demanda para invierno y otro para verano, siguiendo el siguiente criterio:

1. Se adquirieron los datos de demanda horaria estimada para el año 2031 publicados en SENER (2017).
2. Se separaron los datos de demanda de invierno, tomando los días julianos 356-365 y 1-79 (21-diciembre a 21-marzo); y verano, tomando los días julianos 172-265 (21-junio a 22-septiembre).
3. Se eliminaron los días no laborales (sábados y domingos).

### 3. ANÁLISIS DE LA RED ELÉCTRICA DE BCS

---

4. Con los días restantes, se calculó el promedio horario y se realizó una curva de demanda horaria base de invierno y otra de verano.
5. Para determinar el día crítico de invierno, se comparó de manera visual la curva del día promedio con la de todos los demás días laborales y se eligió un día con los valores de demanda más bajos que tuviera un comportamiento similar al promedio. El día escogido fue el 37 (6-febrero), el cuál se muestra en la figura [3.1](#)
6. El día crítico de verano se determinó de manera similar al punto anterior, con la diferencia de que se escogió uno con los valores de demanda más altos. El día escogido fue el 204 (23-julio), el cuál se muestra en la figura [3.2](#).



**Figura 3.1:** Demanda crítica invierno

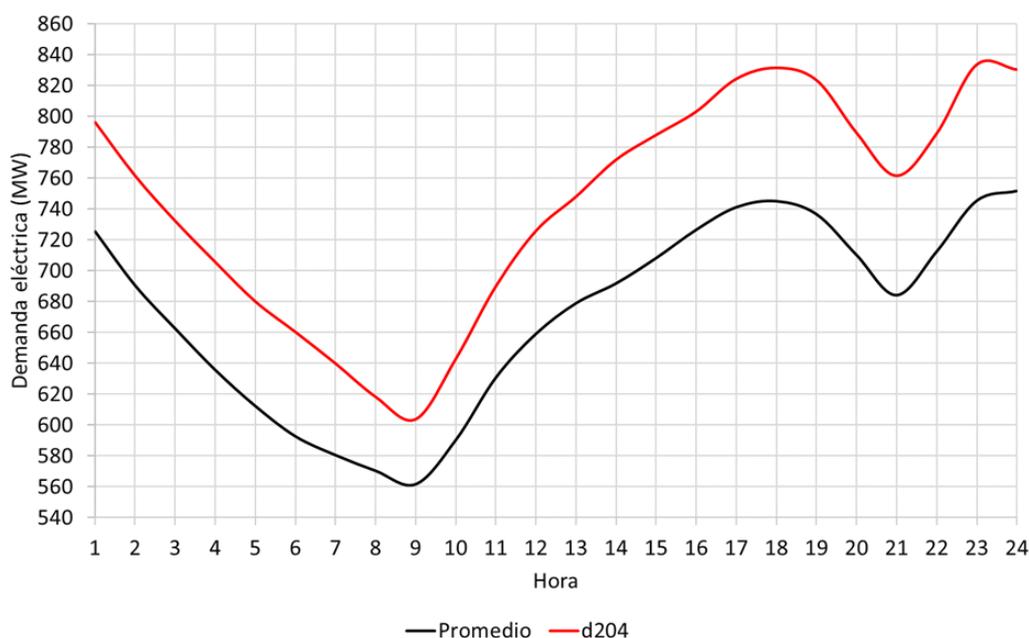


Figura 3.2: Demanda crítica verano

### 3.3. Simulación de la red eléctrica de transmisión

Se analiza la red de transmisión de BCS usando el software ETAP para realizar un análisis de flujos de potencia, tomando como base el sistema descrito en el documento “DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2017-2022” (CENACE, 2018), del cual se obtuvo información sobre la configuración actual de la red de BCS, es decir, cómo están conectados entre si sus componentes (plantas de generación, subestaciones, líneas de transmisión y equipos de compensación) mediante un total de 34 buses. También se recabó información sobre algunas de las características técnicas de estos componentes, cómo la capacidad de las plantas de generación [MW], la capacidad de transformación de las subestaciones [MVA] y el nivel de tensión al que opera cada bus [kV]. Sin embargo, debido a que es información confidencial, no se reportan algunas cantidades importantes para realizar el estudio, tales como la carga en los centros de consumo asociados a las subestaciones mostradas en el diagrama [MW] o la capacidad de transmisión de cada una de las líneas [MVA], por lo que se realizó una estimación de dichas cantidades, como se describe a continuación.

Para determinar la carga en las subestaciones, se considera la demanda máxima anual del sistema, estimada a 2031 según el PRODESEN 2017-2031 (SENER, 2017), la cual corresponde a las 22 horas del día crítico de verano (23-julio-2031) y tiene una magnitud de 834 MW. Posteriormente, se calcula la fracción de la población estimada en las localidades cercanas a cada bus como se muestra en la tabla 3.1 y se multiplica

### 3. ANÁLISIS DE LA RED ELÉCTRICA DE BCS

---

por la demanda máxima anual del sistema para determinar la demanda máxima en cada centro de carga.

**Tabla 3.1:** Demanda máxima por zona

Localidad	Habitantes	Clasificación de demanda	Carga máxima [MW]	Fracción del total	Conexión a bus
Santo Domingo	1942	Poca	2.54	0.003	Santo Domingo
Villa Insurgentes	7080	Baja	9.27	0.11	Villa Insurgentes
Puerto Escondido y Loreto	7853	Baja	10.28	0.012	Puerto Escondido y Loreto
Puerto San Carlos	4716	Baja	6.17	0.007	Agustín Olachea
Villa constitución	9549	Baja	12.5	0.015	Villa Constitución
Las Pilas	1305	Baja	1.71	0.002	Las Pilas
Rofomex Reformas	3272	Baja	4.28	0.005	Reformas Agsy Rofomex
Recreo	1636	Baja	2.14	0.003	Recreo
Datillitos	2636	Baja	3.45	0.004	Bledales
Bledales	35878	Mediana	46.96	0.056	Bledales
La Paz	299219	Alta	391.62	0.47	La Paz
Palmira	2636	Baja	3.45	0.004	Palmira
Punta Prieta I	2636	Baja	3.45	0.004	Punta Prieta I
Camino Real	2636	Baja	3.45	0.004	Camino Real
El Triunfo	2636	Baja	3.45	0.004	El Triunfo
Santiago	3027	Baja	3.96	0.005	Santiago
Aeropuerto San José	2027	Baja	2.65	0.003	Aeropuerto
Monte Real	3027	Baja	3.96	0.005	Monte Real
San José del Cabo	137069	Alta	179.39	0.215	San José del Cabo
Palmilla	3027	Baja	3.96	0.005	Palmilla
Cabo Real	3027	Baja	3.96	0.005	Cabo Real
Cabo del Sol	3027	Baja	3.96	0.005	Cabo del Sol
Cabo Bello	3027	Baja	3.96	0.005	Cabo Bello
Cabo San Lucas II	91111	Alta	119.25	0.143	Cabo San Lucas II
Cabo Falso	3027	Baja	3.96	0.005	Cabo Falso

Por otra parte, los parámetros de las líneas de transmisión se estiman con base en la máxima potencia que se podría transmitir de acuerdo a los dispositivos conectados en sus extremos y en las características de líneas comerciales disponibles para dichas potencias, siguiendo la siguiente metodología:

1. Mediante Google Maps, se ubicaron las subestaciones que conectan la red de transmisión con las redes de distribución, y se siguieron las trayectorias de las líneas de transmisión para determinar su longitud.
2. De la base de datos del PIIRCE se identificaron las capacidades de generación y demanda máxima a 2031, en cada uno de los buses (subestaciones) del sistema.
3. Se identificaron las rutas posibles por las que los flujos de potencia [MW] podrían circular desde los buses generadores hasta los buses de carga, bajo la suposición de que toda la potencia fluye por una ruta a la vez, sumando la potencia generada

y restando la potencia consumida a lo largo de la ruta. De esta manera se calculó la potencia máxima que podría fluir por cada uno de los enlaces de transmisión.

4. De (CENACE, 2018), se identificó cuáles enlaces cuentan con un conductor por fase y cuáles cuentan con dos conductores por fase, así como el nivel de tensión de línea al que opera cada uno.
5. Se calculó la ampacidad mínima  $I_{min}$  necesaria en los conductores, considerando el flujo de potencia máxima  $P_{max}$ , el número de conductores por fase  $n$  y la tensión de cada uno de ellos  $V$ , cómo se muestra en la ecuación 3.1

$$I_{min} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P_{max}}{nV} \quad (3.1)$$

6. Se determinó la ampacidad a utilizar en el modelo a partir de la disponibilidad de conductores comerciales, siguiendo el criterio de escoger el siguiente conductor disponible en el catálogo del software ETAP que tuviera una ampacidad mayor a la ampacidad mínima  $I_{min}$  determinada en el punto anterior. En los casos donde  $I_{min}$  excede los 2035 A, se escogió el conductor “Bluebonnet” el cuál es el conductor comercial de mayor ampacidad con un valor de 2035 A.
7. Se verificó que la caída de tensión en los conductores escogidos no superara el 5 %, al operar con un flujo de potencia máximo, y se realizó un ajuste a las ampacidades de aquellos que lo superaban, escogiendo el siguiente conductor disponible en el catálogo, hasta cumplir con la condición donde la caída de tensión no superara el 5 %.

En la figura 3.3 se muestra el diagrama unifilar del modelo base.

### 3. ANÁLISIS DE LA RED ELÉCTRICA DE BCS

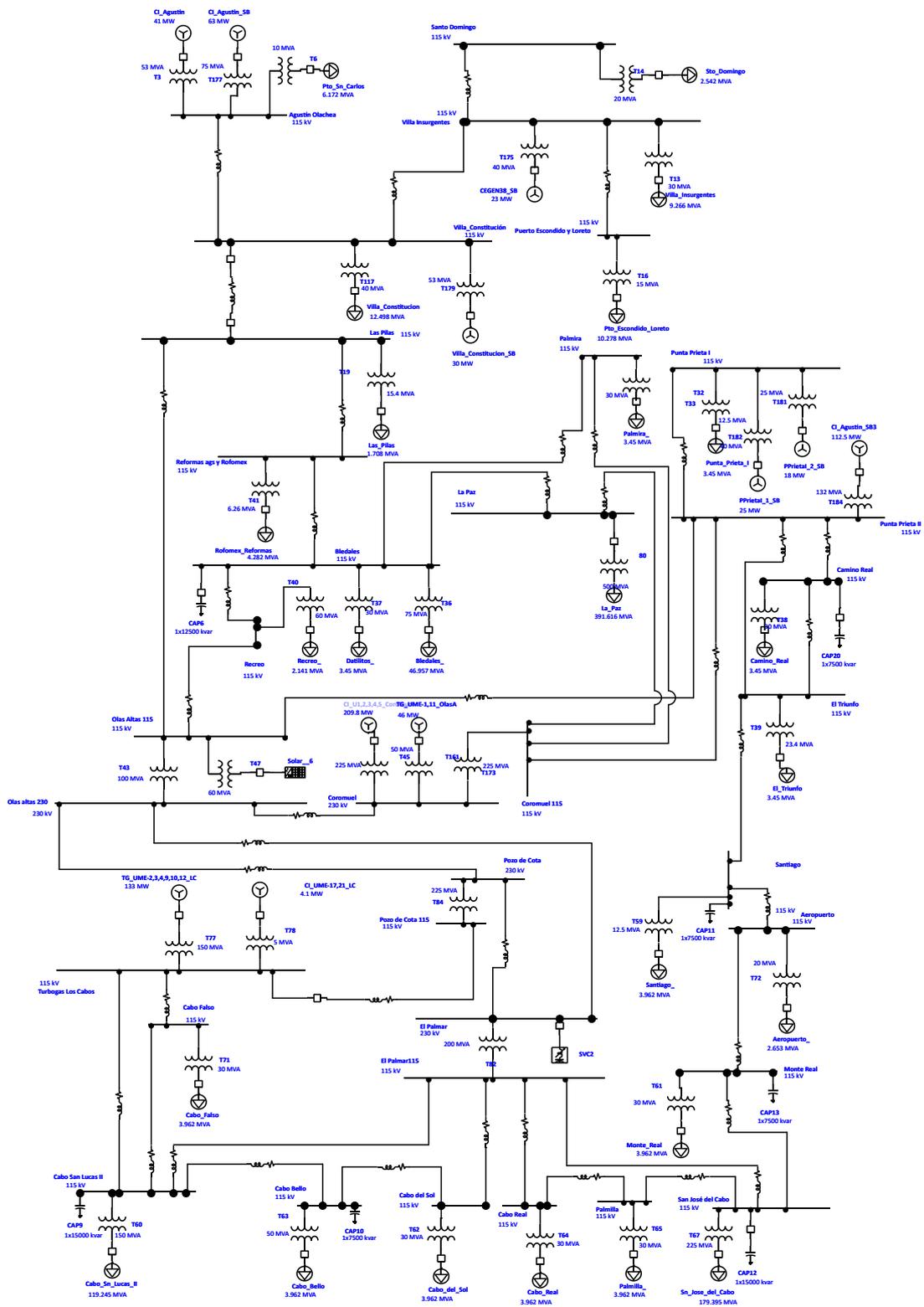


Figura 3.3: Diagrama base

### 3.3.1. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir del estudio de flujos de potencia del sistema, para tres casos: el estado actual, considerando la demanda máxima de las cargas en el año 2017; el estado a 2031, considerando la demanda máxima de verano; y el estado a 2031 considerando la demanda mínima de invierno estimada, como se explicó anteriormente. Como es de esperar, los resultados del estado actual se encuentran dentro de niveles óptimos de operación, sin embargo, al incrementar la demanda a las condiciones del escenario 2031, se aprecia cómo esto cambia.

En la figura 3.4 se muestran los niveles de tensión nodales en el momento de mayor demanda de energía eléctrica presentada durante 2017. Se aprecia que el nodo de La Paz se encuentra por debajo del rango óptimo de operación establecido por CENACE, sin embargo, el nivel mostrado no representa un riesgo para la estabilidad del sistema. Aún cuando es posible operar el sistema bajo las condiciones mostradas, es muy probable que el operador del mismo realice acciones para corregir esta tensión nodal a niveles óptimos. Dichas acciones pueden consistir en el ajuste del tap en los transformadores, en el control de potencia reactiva, o bien, en ajustes dentro de las propias centrales generadoras. Sin embargo, como para la realización de este trabajo no disponemos de dicha información, estas acciones no son tomadas en cuenta para el análisis presentado. Por otro lado, la figura 3.5 presenta la información del flujo de potencia a través de las líneas de transmisión así como de las pérdidas asociadas. Se puede notar que las pérdidas no superan el 2 %, salvo en uno de los enlaces, dónde alcanzan el 3.8 %. En la figura 3.6 se muestra el diagrama unifilar resultante.

Considerando el incremento de demanda esperado para 2031, la figura 3.7 muestra el perfil de niveles de tensión nodales durante el momento de menor demanda durante un día típico de invierno. En esta figura se observa que los nodos La Paz y Bledales operan con niveles de tensión por debajo del 95 % del nominal, sin embargo, aún no representaría un riesgo para la estabilidad del sistema. En cuanto a la potencia transmitida, en la figura 3.8 se observa que las pérdidas se encuentran por debajo del 2 % salvo en el caso de dos enlaces, sin embargo, ninguno de ellos supera el 4 %. En la figura 3.9 se muestra el diagrama unifilar resultante.

De igual manera, considerando el crecimiento en la demanda para 2031, en la figura 3.10 muestran los niveles de tensión nodales durante el momento de mayor demanda en el día crítico de verano. En este caso se aprecia que la mayoría de los nodos operan a niveles de tensión por debajo del 95 % del nominal, e incluso, los nodos de Bledales y La Paz, que son de los nodos con mayor demanda, operan con niveles de tensión de 84 % y 80 % respectivamente, lo que puede comprometer gravemente la confiabilidad del sistema de transmisión. En cuanto a las pérdidas de potencia en las líneas, en la figura 3.11 se puede notar que cuatro de los enlaces tienen pérdidas por encima del 2 %, y en una de ellas superan el 7 %. En la figura 3.12 se muestra el diagrama unifilar resultante.

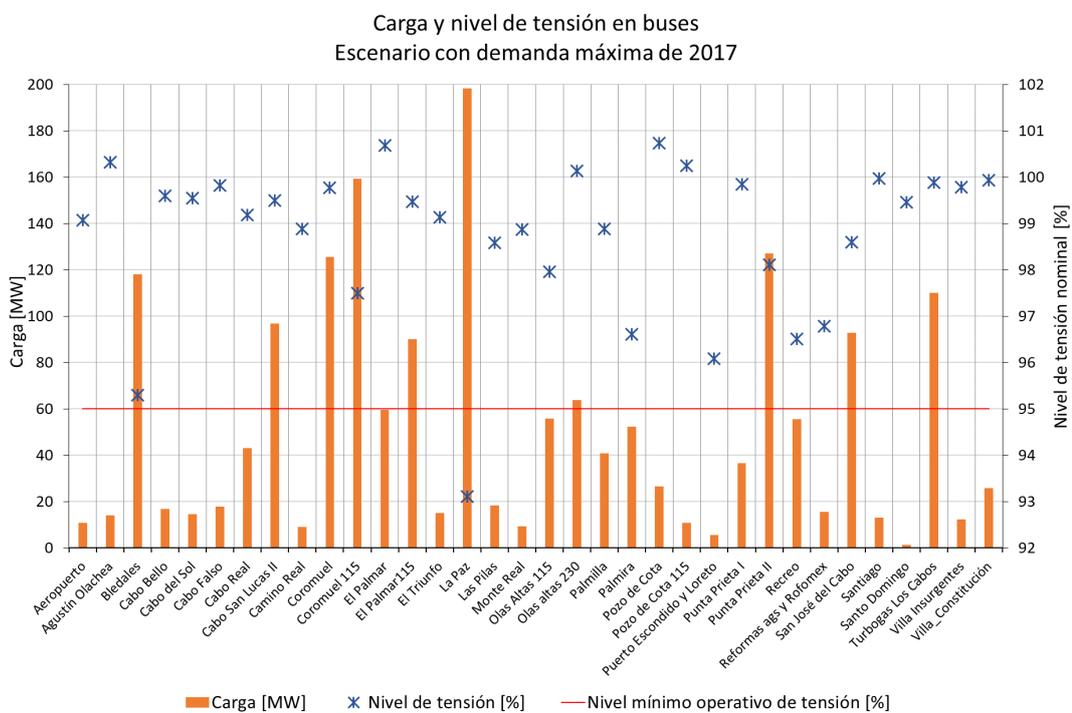
Con base en los resultados anteriores, especialmente en el escenario con demanda máxima de invierno a 2031, se puede concluir que es necesario llevar a cabo, además de

### 3. ANÁLISIS DE LA RED ELÉCTRICA DE BCS

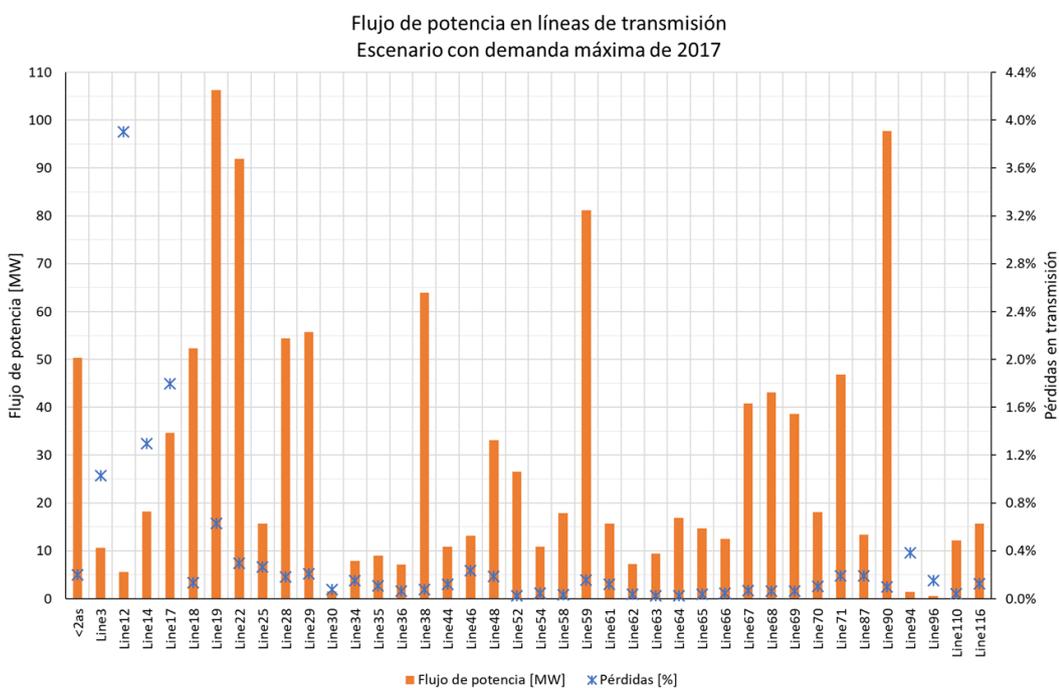
---

la expansión de la capacidad de generación, una expansión a la capacidad de transmisión en la red de BCS, para poder satisfacer la demanda a futuro de energía eléctrica de manera confiable. En el presente trabajo no se profundiza sobre la expansión de la capacidad de la red de transmisión debido al alcance del mismo, sin embargo, se analiza la expansión de la capacidad de generación y la instalación de capacidad de almacenamiento, como se describe a detalle en el siguiente capítulo, lo que puede funcionar como un recurso para el análisis de expansión en la transmisión.

### 3.3 Simulación de la red eléctrica de transmisión



**Figura 3.4:** Carga y nivel de tensión en buses. Escenario con demanda máxima de 2017



**Figura 3.5:** Flujo de potencia en líneas de transmisión. Escenario con demanda máxima de 2017

### 3. ANÁLISIS DE LA RED ELÉCTRICA DE BCS

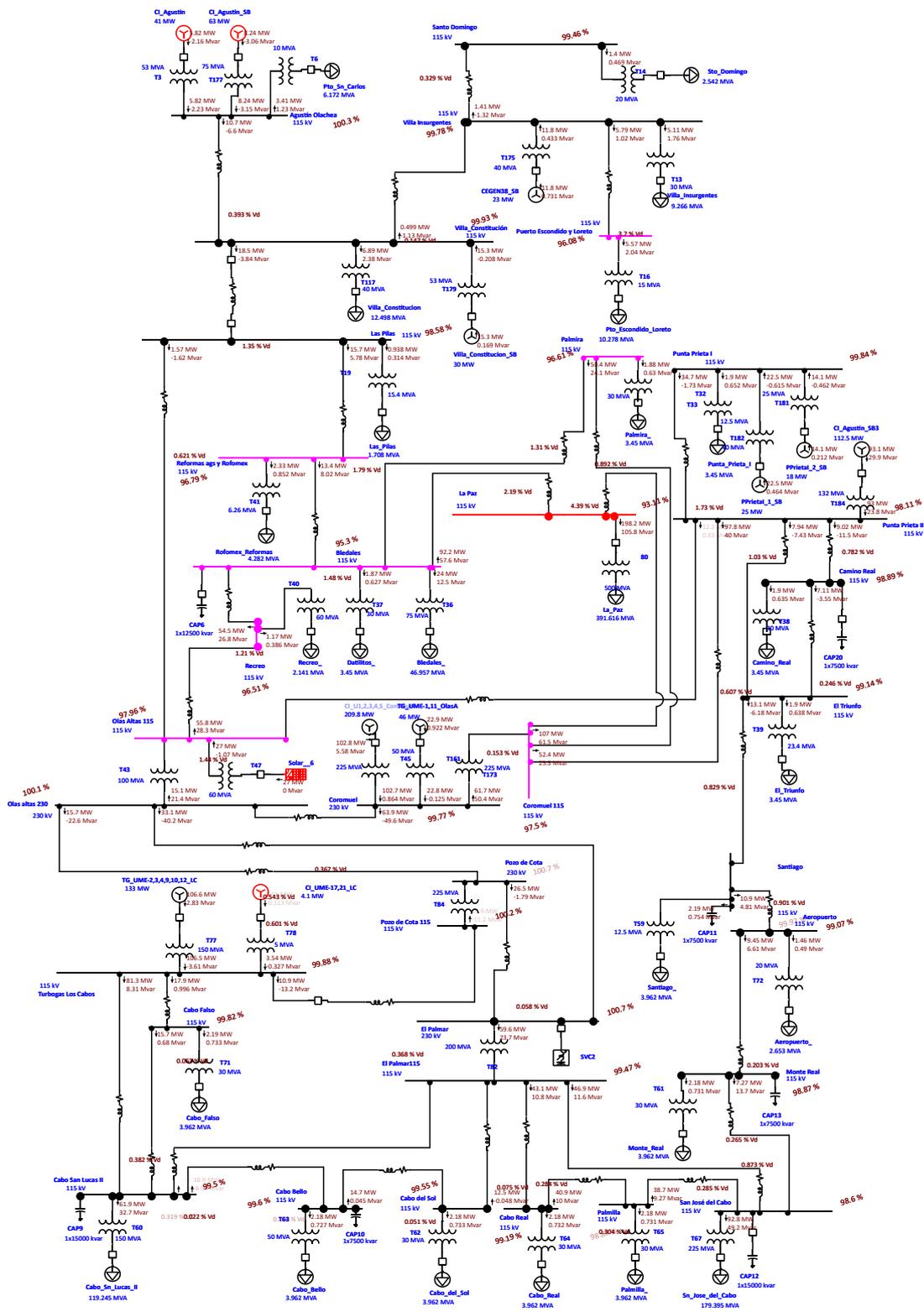
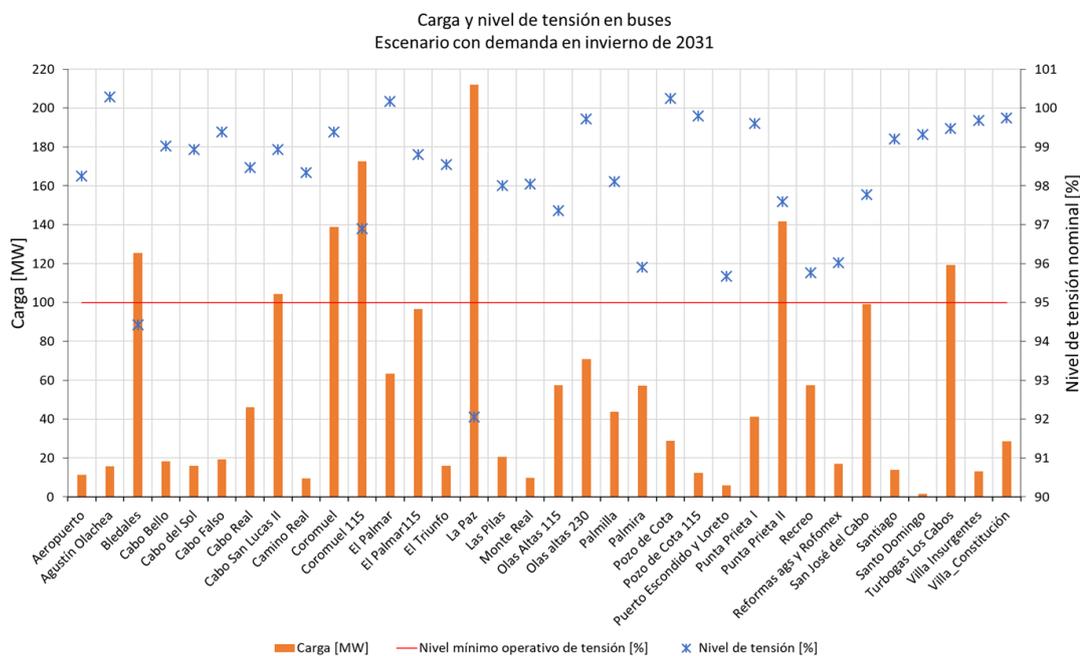
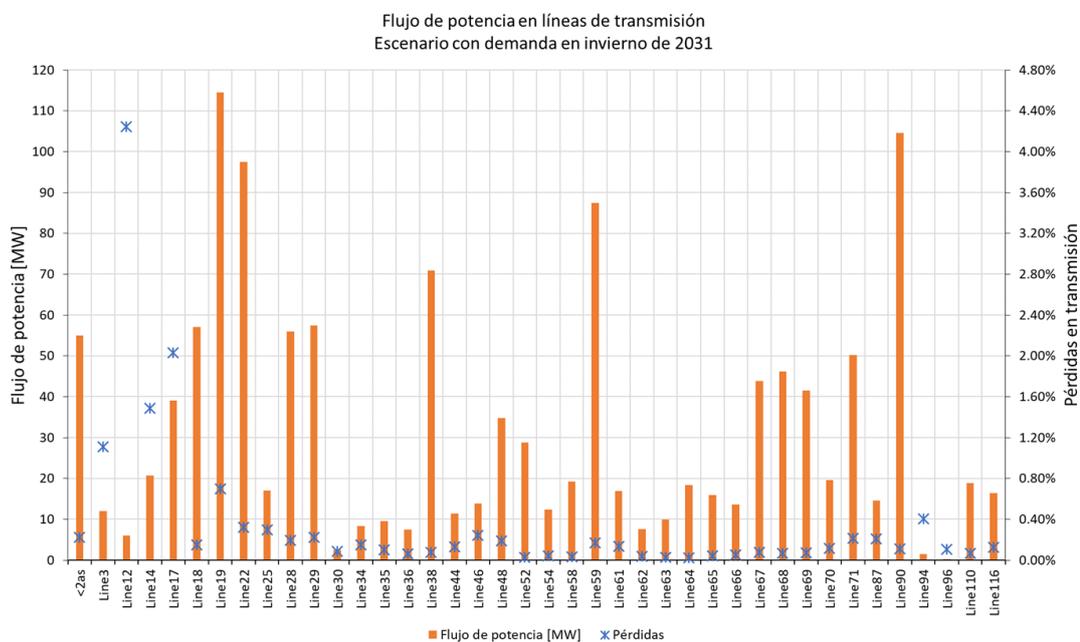


Figura 3.6: Diagrama 2017

### 3.3 Simulación de la red eléctrica de transmisión



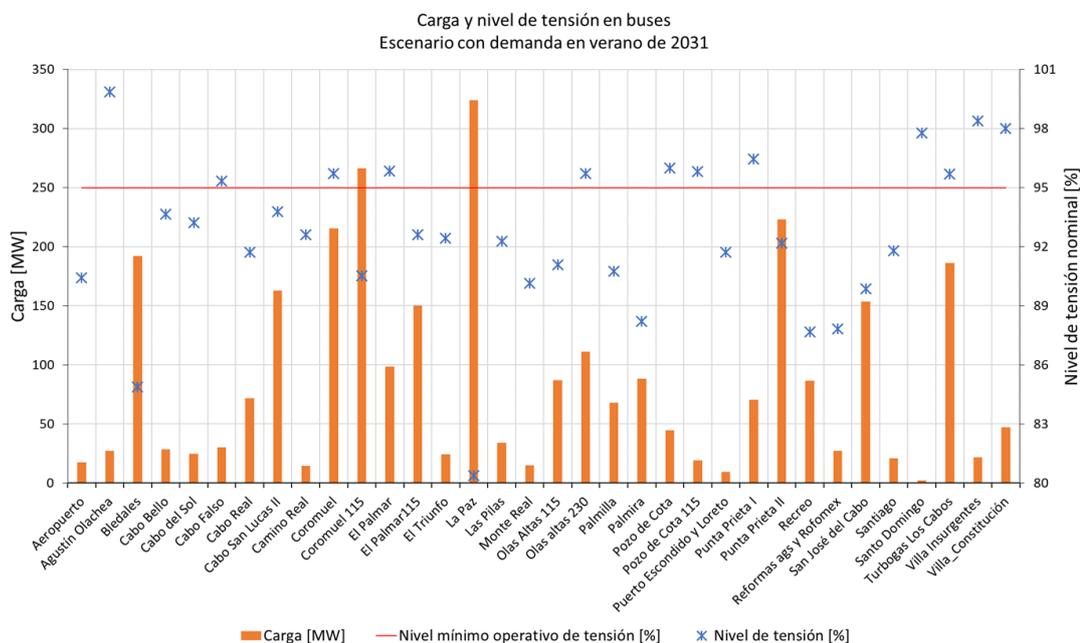
**Figura 3.7:** Carga y nivel de tensión en buses. Escenario con demanda en invierno de 2031



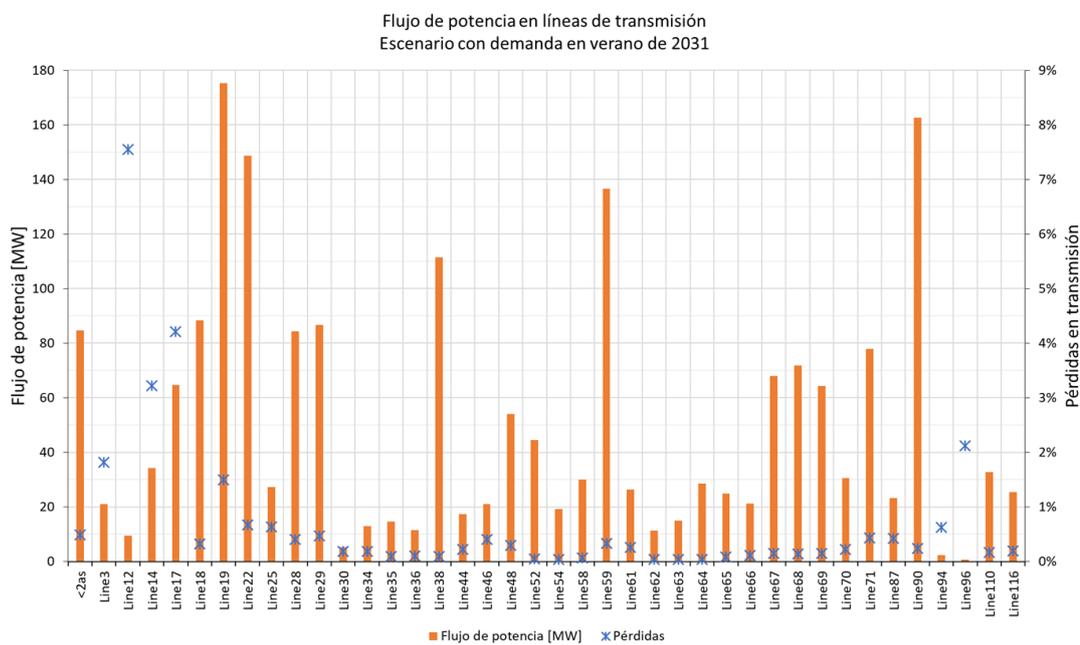
**Figura 3.8:** Flujo de potencia en líneas de transmisión. Escenario con demanda en invierno de 2031



### 3.3 Simulación de la red eléctrica de transmisión



**Figura 3.10:** Carga y nivel de tensión en buses. Escenario con demanda en verano de 2031



**Figura 3.11:** Flujo de potencia en líneas de transmisión. Escenario con demanda en verano de 2031



---

## Capítulo 4

# Optimización lineal: Dimensionamiento de Generación y Almacenamiento.

---

Cómo se mostró en el capítulo 1, se espera que la demanda de electricidad en Baja California Sur aumente de 2559 GWh en 2016 a 4709 GWh en 2031 para satisfacer la demanda esperada, para lo cual se debe expandir la capacidad de generación de su sistema eléctrico. En el presente capítulo se describen los datos de entrada, las consideraciones utilizadas para aplicar el modelo de optimización lineal “ficus” y encontrar la combinación de tecnologías de generación que podrían satisfacer la demanda futura de electricidad con un costo mínimo, en conjunto con sistemas de almacenamiento. También se muestran los resultados obtenidos sobre las capacidades a instalar y las curvas de generación óptimas para un año.

### 4.1. Datos de entrada

Para la demanda y el recurso eólico y solar se usaron series de tiempo horarias para un año. Para los costos y parámetros de operación de cada proceso y sistema de almacenamiento se utilizaron valores fijos, relativos a la capacidad de generación de los procesos, la capacidad de almacenamiento y la capacidad de carga/descarga de los sistemas de almacenamiento.

#### 4.1.1. Series de tiempo

Para hacer la planificación de la expansión de capacidad se tomó como base la demanda horaria esperada para el año 2031 publicada en conjunto con el PRODESEN 2017-2031 (SENER, 2017). Esta es estimada analizando el consumo final de energía eléctrica y la evolución histórica de la demanda eléctrica por región. Además, se analiza el escenario de crecimiento macroeconómico más probable, utilizando variables como la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto por sector y subsector, crecimiento

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

---

poblacional, precios de combustible y población económicamente activa, entre otras. Como resultado de estos estudios, se publicó que el crecimiento medio del consumo entre 2017 y 2031 será de 3.8 % anual y de la demanda máxima integrada será de 3.9 % anual para Baja California Sur.

En cuanto al recurso de energía renovable solar y eólica, se utiliza información del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (National Renewable Energy Laboratory, NREL) de E.E.U.U., de donde se obtuvieron las curvas de generación eléctrica horaria de 113 plantas solares y 190 plantas eólicas hipotéticas<sup>1</sup>. Las plantas solares consisten en sistemas de 20 MW de potencia pico de capacidad instalada, sin seguimiento y con una inclinación de 20°, basadas en datos satelitales del recurso en la zona estimado para el año 2013, con una resolución espacial de 4 km x 4 km y temporal de 30 minutos, los cuales están disponibles para su descarga en la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (National Solar Radiation Database, NSRDB) que pertenece al NREL. Las plantas de energía eólica consisten en campos con turbinas de 2 MW de potencia nominal con la cabina a 100 m de altura. El número de turbinas está definido por la superficie disponible en cada sitio y el recurso eólico en el que están basadas fue obtenido a partir de datos satelitales con una resolución espacial de 2 km x 2 km y temporal de 5 minutos, solo disponibles de manera interna en el NREL.

Para la selección de los sitios y el cálculo de las curvas de generación a partir de energía solar y eólica, se consideró la distancia a las subestaciones de la red de transmisión, variables climáticas de cada zona, así como información de la operación de la red eléctrica proporcionada por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, al personal del NREL. Estos sitios se muestran en las figuras 4.1 y 4.2, y fueron las curvas de generación de estos sitios las que se utilizan en el presente estudio para realizar la optimización lineal del sistema de BCS.

---

<sup>1</sup>Los datos fueron compartidos directamente por el Dr. Carlo Broncucci del NREL

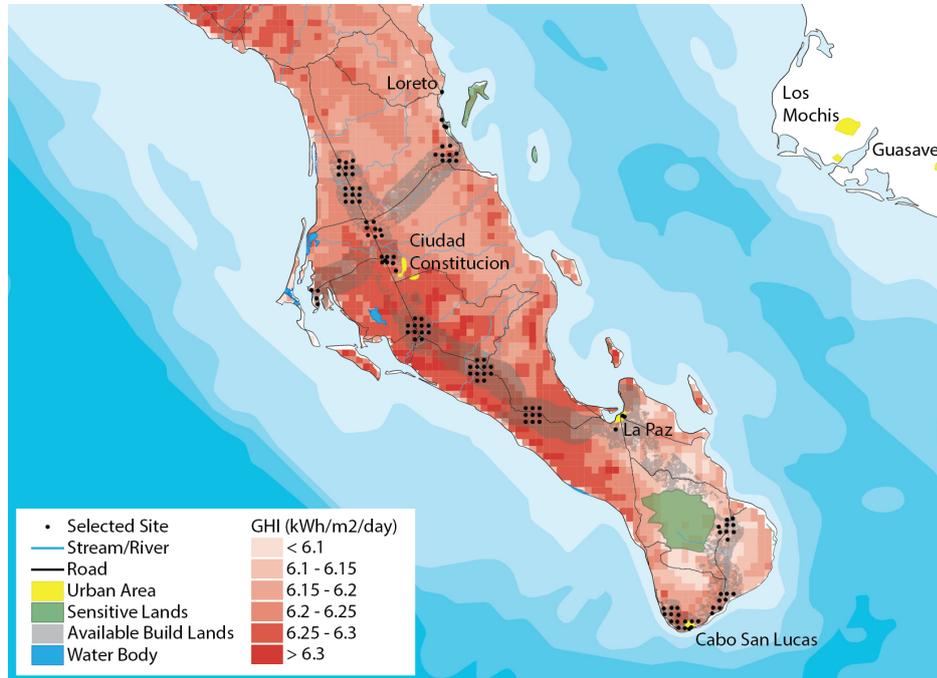


Figura 4.1: Sitios seleccionados para centrales de generación solar. Cortesía de NREL

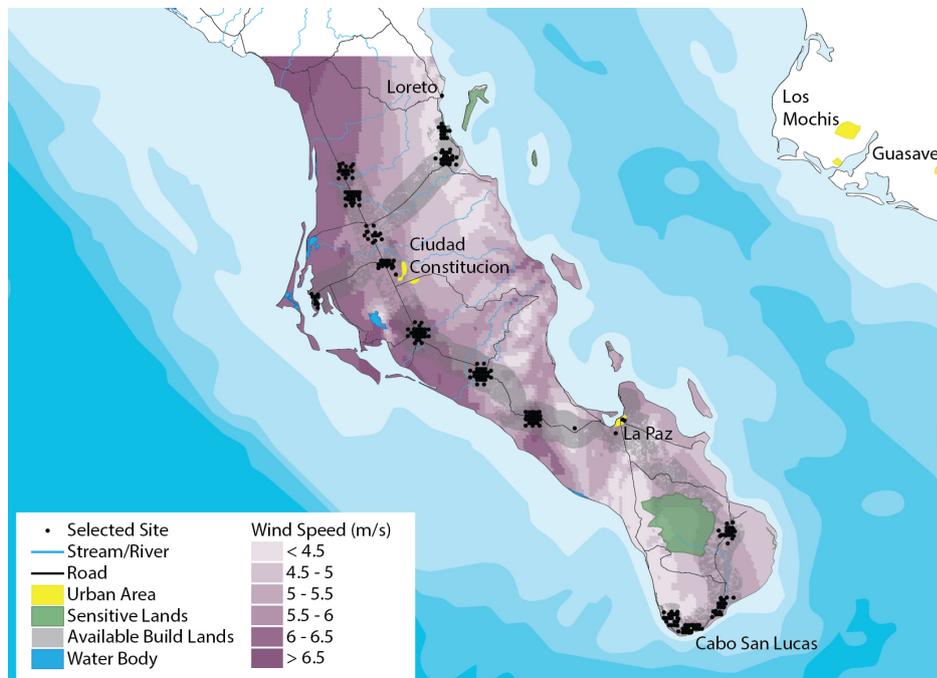


Figura 4.2: Sitios seleccionados para centrales de generación eólica. Cortesía de NREL

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

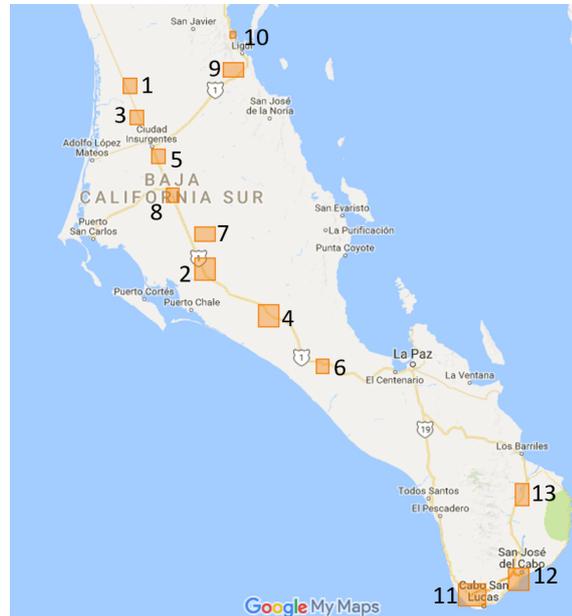
---

Para disminuir el tiempo de cómputo, se agruparon las 113 plantas solares en 13 sitios, y las 190 plantas eólicas en 16 sitios, sumando su generación en cada hora, y la capacidad total de las plantas. En las tablas 4.1 y 4.2 se muestra la región, coordenadas geográficas, número de plantas agrupadas, capacidad instalable y el factor de planta de cada una de las zonas. En las figuras 4.3 y 4.4 se muestran en el mapa las zonas de generación consideradas en el presente estudio, a partir de energía solar y energía eólica respectivamente, numeradas en orden ascendente, en función del factor de planta de cada una, siendo el número 1 la zona con un factor de planta más alto.

Como se puede apreciar tanto en la figura 4.1, como en la tabla 4.1 el recurso solar es prácticamente uniforme en toda el área de estudio, pues la radiación varía de 6.1 a 6.3  $kWh/m^2/día$  y el factor de planta de las zonas de generación varía de 19.03 % hasta 20.07 %. En cuanto al recurso eólico, se puede apreciar en la figura 4.2, que el recurso varía significativamente, desde velocidades promedio menores a 4.5  $m/s$  hasta mayores a 6.5  $m/s$ , lo que se ve reflejado en los factores de planta de las zonas de generación, que van desde 4.04 % hasta 35.71 %, como se muestra en la tabla 4.2. En el mapa mostrado en la figura 4.4 se puede ver que las zonas con mejor factor de planta se encuentran en el norte y centro de la entidad, lo que podría causar problemas de congestión en la red en caso de ser instaladas, debido a que los centros de población más grandes se encuentran al sur, en La Paz y la zona de los Cabos.

**Tabla 4.1:** Datos de zonas de posible generación con energía solar

Zona	Región	Latitud, Longitud media [°]	Plantas	Capacidad [MW]	FP [%]
1	Poza Grande	25.57, -111.9	14	280	20.07
2	Hiray	24.63, -111.48	12	240	20.06
3	Pozo Santiago	25.41, -111.86	9	180	20.06
4	San Francisquito	24.39, -111.12	12	240	20.04
5	Cd. Insurgentes	25.21, -111.84	8	160	19.99
6	El Coyote	24.13, -110.82	9	180	19.88
7	Villa Morelos	24.81, -111.48	4	80	19.83
8	Cd. Constitución	25.01, -111.66	7	140	19.77
9	El Huatamote	25.65, -111.32	9	180	19.69
10	Mirador Frida	25.83, -111.32	3	60	19.52
11	Cabo San Lucas	22.95, -109.98	14	280	19.38
12	San José del Cabo	23.03, -119.72	8	160	19.32
13	Santiago	23.47, -109.7	9	180	19.03



**Figura 4.3:** Sitios de posible generación solar agrupados por zonas

**Tabla 4.2:** Datos de zonas de posible generación con energía eólica

Zona	Región	Latitud, Longitud media [°]	Plantas	Capacidad [MW]	FP [%]
1	Loreto	25.65, -111.31	15	178	35.71
2	Added South	24.14, -110.83	20	314	35.57
3	Added North	24.63, -111.48	19	272	27.71
4	Pto San Carlos	24.82, -112.07	6	58	26.61
5	Added Central	24.39, -111.11	20	288	23.31
6	Unknown 3	25.8, -111.33	10	128	23.11
7	Cd. Constitución	25.03, -111.66	10	118	22.23
8	Sto. Domingo	25.59,-111.91	10	110	21.52
9	Unknown 2	25.42, -111.85	16	174	21.08
10	Insurgentes	25.19, -111.74	5	34	20.82
11	Santiago	23.47, -109.69	13	156	18.12
12	San José del Cabo	23.07, -109.73	5	50	9.36
13	Cabo Bello	22.91,-109.93	11	142	9.04
14	Unknown 1	23.02,-109.73	13	136	7.74
15	Los Cabos	22.97, -110.01	11	138	6.91
16	Cabo San Lucas	22.91,-109.88	6	90	4.04

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

---

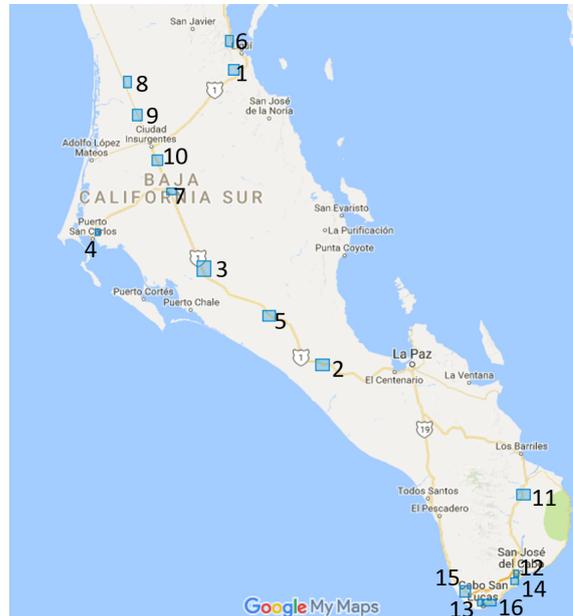


Figura 4.4: Sitios de posible generación eólica agrupados por zonas

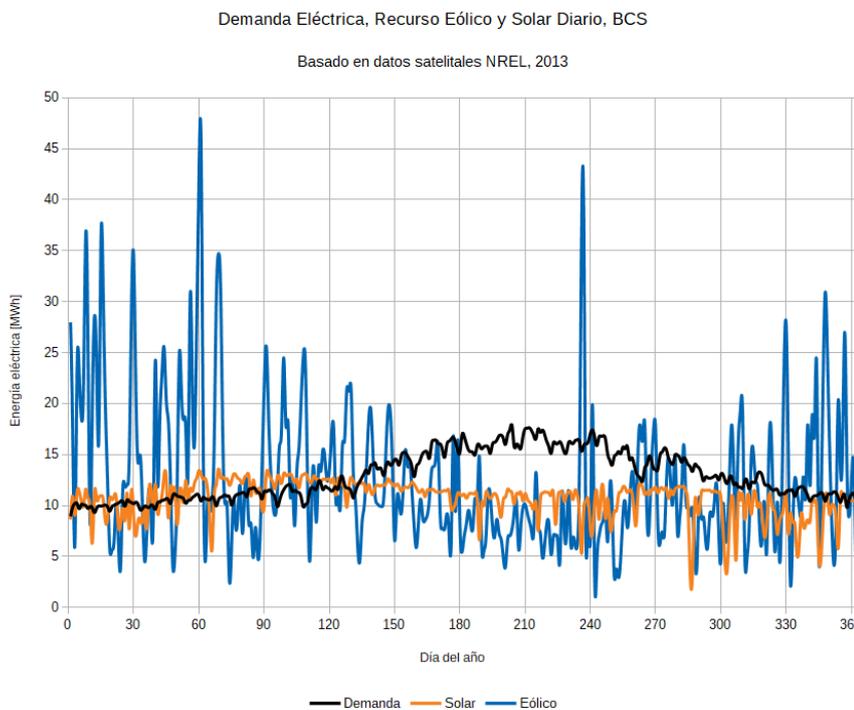


Figura 4.5: Demanda Eléctrica 2031, Recurso Eólico y Solar Diario, BCS

En la figura 4.5 se muestra una gráfica con la demanda eléctrica diaria esperada para 2031 en Baja California Sur según datos de (SENER, 2017), así como la generación diaria posible con todas las plantas solares y eólicas hipotéticas a su máxima capacidad instalable, considerando el día 1 como el 1° de enero. Se puede apreciar que la demanda tiene su máximo en verano y su mínimo en invierno, mientras que la generación de energía eólica presenta un comportamiento opuesto, es decir, la generación baja considerablemente en los meses de verano en comparación con la generación en invierno. Respecto al recurso solar, se puede notar que presenta menores variaciones en los meses de abril y mayo, mientras que de octubre a diciembre hay muchos días donde la generación baja considerablemente. Julio y agosto son los únicos meses donde el recurso renovable muestra un déficit importante para poder satisfacer la demanda de energía eléctrica.

#### 4.1.2. Datos fijos

Además de las series de tiempo que describen la demanda eléctrica y el recurso renovable variable a lo largo del año, se requiere considerar ciertas características de los diferentes procesos de conversión de energía, como sus costos específicos y características técnicas. Las tecnologías de generación consideradas para la optimización son solar fotovoltaica, eólica, turbogás y combustión interna, las cuales se describen a continuación:

**Solar fotovoltaica** Consiste en sistemas que convierten la radiación solar en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico, que sucede cuando la luz solar incide sobre un material semiconductor, algunos electrones en la banda de valencia la absorben, y al ser excitados saltan a la banda de conducción y se convierten en electrones libres. Este efecto es aprovechado mediante dispositivos llamados celdas fotovoltaicas, que colectan estos electrones libres y los conducen, generando una corriente eléctrica. Estas celdas, al conectarse en arreglos en serie y paralelo, forman módulos fotovoltaicos, los cuales a su vez forman arreglos, que en conjunto con otros elementos eléctricos como protecciones de corriente y tensión, inversores y transformadores, así como elementos estructurales, forman sistemas fotovoltaicos. En el presente trabajo se considera el uso de sistemas fotovoltaicos basados en módulos de silicio cristalino.

**Eólica** Es la energía cinética del viento. Para aprovecharla se utilizan dispositivos llamados aerogeneradores o turbinas eólicas, las cuales están compuestas generalmente de tres elementos, que son las aspas, la torre y la góndola. Las aspas convierten la energía cinética en energía mecánica, gracias a su diseño aerodinámico que las hace girar al recibir una corriente de viento, ya sea por arrastre o sustentación. Una o varias aspas (generalmente tres) están unidas a un eje, que entra a la góndola. En la góndola se encuentra el tren de potencia, el cual generalmente consiste en una caja de engranes que transmite la energía a otro eje a una velocidad de rotación mayor, que está conectado a un generador eléctrico que transforma la

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

---

energía mecánica en energía eléctrica. La góndola con las aspas se montan en una torre que sirve como estructura para elevar las aspas a una cierta altura, dónde las velocidades del viento son más altas y constantes. Para aprovechar el recurso eólico de una forma eficiente, se colocan varios aerogeneradores en una zona y en conjunto con sistemas de control se forman parques eólicos.

**Turbogás** Según la definición de (CENACE, 2017), “la generación de energía eléctrica en las unidades de turbogás se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina de gas, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de la combustión, comprimidos”. Generalmente se utiliza gas natural como combustible, sin embargo, en el sistema de BCS se utiliza diésel debido a la falta de disponibilidad de gas natural.

**Combustión interna** Según (CENACE, 2017), “el principio de funcionamiento de una central de combustión interna (fuente de energía: combustóleo, diésel, etc.) sigue la tecnología de los motores diésel, esto es, aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener energía mecánica, la cual a su vez es transformada en energía eléctrica en el generador”. En BCS se utiliza combustóleo como combustible.

Los parámetros considerados de cada tecnología se muestran en la tabla 4.3 y se describen a continuación:

**Costos de inversión [ USD/kW ]** Costos específicos de inversión para nuevas capacidades.

**Costos fijos [ USD/kW/año ]** Costos fijos específicos respecto a la capacidad total instalada, relacionados a la operación y mantenimiento de las plantas.

**Costos variables [ USD/MWh/año ]** Costos variables específicos respecto a la energía generada, relacionados a la operación de la planta, sin tomar en cuenta el costo de los combustibles.

**Capacidad instalada [ MW ]** Capacidad previamente instalada de cada tecnología de el sistema eléctrico. Se tomaron en cuenta aquellas centrales reportadas en (SENER, 2017) cómo construidas, y que no están programadas para su retiro. Las centrales programadas para su instalación o en evaluación no se toman en cuenta.

**Capacidad instalable [ MW ]** Capacidad máxima instalable de cada tecnología. En el caso de energías renovables está limitada por el recurso disponible, como se explica en la sección 4.1.1.

**Depreciación [ años ]** Vida útil de la planta, equivalente al periodo de depreciación.

**CCPP [ % ]** Costo promedio ponderado de capital (weighted average cost of capital, wacc) Medida financiera para considerar en forma porcentual los costos del

financiamiento de proyectos. Depende de las fuentes de financiamiento de cada proyecto.

**Costo de combustible [ USD/MWh ]** Estimado para el año 2031 del costo del combustible por unidad de energía contenida.

**Régimen térmico [ kWh/kWh ]** Razón de conversión de la energía contenida en el combustible en energía eléctrica.

**Tabla 4.3:** Costos y características de tecnologías de generación

	Turbogás	Combustion Interna	Solar Fotovoltaica	Eólica
Costos de inversión [USD/kW]	847 <sup>a</sup>	2524 <sup>a</sup>	1237.5 <sup>b</sup>	1425 <sup>b</sup>
Costos fijos [USD/kW/año]	11.47 <sup>a</sup>	62.35 <sup>a</sup>	10.5 <sup>b</sup>	35 <sup>b</sup>
Costos variables [USD/MWh/año]	5.495 <sup>a</sup>	8.09 <sup>a</sup>	0 <sup>b</sup>	0 <sup>b</sup>
Capacidad instalada [MW] <sup>c</sup>	179	255	30	0
Capacidad instalable [MW] <sup>d</sup>	Ilimitada	Ilimitada	Depende de la zona	
Depreciación [años]	30 <sup>a</sup>	25 <sup>a</sup>	30 <sup>b</sup>	20 <sup>b</sup>
CCPP [%]	5	5	5	5
Costo de combustible [USD/MWh]	104.926 <sup>a</sup>	47.331 <sup>a</sup>	-	-
Régimen térmico [kWh/kWh]	2.77444 <sup>a</sup>	2.40139 <sup>a</sup>	-	-

<sup>a</sup>Informe de la tecnología de generación de referencia (CENACE, 2017)

<sup>b</sup>LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 11.0 (Lazard, 2017b)

<sup>c</sup>Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031 (SENER, 2017)

<sup>d</sup>Cortesía NREL

De manera similar, se consideran los siguientes costos y características de los sistemas de almacenamiento de electricidad. Se utilizaron los datos publicados por (Lazard, 2017a) para baterías de ion-litio, por ser la tecnología de almacenamiento con menores costos actuales y una proyección de decremento de precios mayor. La tabla 4.4 muestra las características de estos sistemas, las cuales se describen a continuación.

**Costos de inversión por potencia [ USD/kW ]** Costos específicos de inversión para nuevas capacidades de carga/descarga.

**Costos de inversión por energía [ USD/kWh ]** Costos específicos de inversión para nuevas capacidades de almacenamiento.

**Costos fijos por potencia [ USD/kW/año ]** Costos fijos específicos respecto a la capacidad total de potencia de carga/descarga instalada, relacionados a la operación y mantenimiento del sistema.

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

---

**Costos fijos por energía** [ USD/kWh/año ] Costos fijos específicos respecto a la capacidad de almacenamiento total instalada, relacionados a la operación y mantenimiento del sistema.

**Costos variables** [ USD/MWh/año ] Costos variables específicos respecto a la energía almacenada, relacionados a la operación del sistema.

**Máxima razón de potencia/energía** Máxima relación de la capacidad de carga/-descarga y la capacidad de almacenamiento.

**Eficiencia** [% ] Eficiencia total de almacenamiento.

**Autodescarga** [%/h ] Tasa de autodescarga del sistema respecto al contenido energético actual del mismo.

**Número máximo de ciclos** Número máximo de ciclos de almacenamiento durante la vida útil del sistema.

**Profundidad de descarga** [% ] Porcentaje utilizable de la capacidad de almacenamiento del sistema.

**Depreciación** [ años ] Vida útil del sistema, equivalente al periodo de depreciación.

**CCPP** [% ] Costo promedio ponderado de capital (weighted average cost of capital, wacc) Medida financiera para considerar en forma porcentual los costos del financiamiento del proyecto.

**Tabla 4.4:** Costos y características de sistemas de almacenamiento Ion-Litio

Costos de inversión por potencia [USD/kW] <sup>a</sup>	1166
Costos de inversión por energía [USD/kWh] <sup>a</sup>	291
Costos fijos por potencia [USD/kW/año]	0
Costos fijos por energía [USD/kWh/año] <sup>a</sup>	2.44
Costos variables [USD/MWh] <sup>a</sup>	30
Máxima razón de potencia/energía	1
Eficiencia [%] <sup>a</sup>	86
Autodescarga [%/h]	0.2
Número máximo de ciclos <sup>a</sup>	7000
Profundidad de descarga [%] <sup>a</sup>	1
Depreciación [años] <sup>a</sup>	20
CCPP [%]	5

<sup>a</sup>LAZARD'S LEVEL IZED COST OF STORAGE ANALYSIS—VERSION 3.0 (Lazard, 2017a)

## 4.2. Escenarios y resultados

Con el objetivo de determinar el mejor sistema, se analizan y contrastan 9 escenarios considerando restricciones diferentes en cada uno de ellos. Se limita por ejemplo la capacidad a instalar o la energía generada de alguna tecnología de generación o se considera una disminución en los costos de los sistemas de almacenamiento. A continuación se explican las restricciones particulares de cada escenario.

**Sin Restricciones** Este es el escenario base, con las características mostradas en las tablas 4.3 y 4.4 sin ninguna modificación. El objetivo de este escenario es encontrar el sistema con un costo óptimo considerando los costos a 2017 y el recurso renovable disponible, sin beneficiar deliberadamente a ninguna tecnología.

**Capacidad TG Fija** En este escenario no se permite la adición de nuevas centrales de generación de tipo turbogás, que en Baja California Sur operan con combustible diésel. Sin embargo, se permite que las centrales que están instaladas sean utilizadas de manera ilimitada. Los objetivos de este escenario son observar qué tecnologías son económicamente factibles para evitar construir nuevas centrales que consuman diésel y qué ocurre con el costo y emisiones anuales de todo el sistema eléctrico .

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

---

**Cero Diesel** En este escenario no se permite que se genere energía a partir de la tecnología turbogás, ni siquiera en las centrales ya instaladas. Los objetivos de este escenario son encontrar el sistema con un costo óptimo sin utilizar combustible diésel en absoluto y observar qué ocurre con el costo y las emisiones totales anuales.

**100RE** En este escenario no se permite la generación a partir de las tecnologías de turbogás ni combustión interna, es decir, solamente se permite la generación a partir de las fuentes renovables de energía solar y eólica. Con este escenario se pretende conocer la capacidad de almacenamiento requerida para un sistema 100 % renovable, así como su costo total anual.

**Costo Alm 80 %** En este escenario se consideran costos de inversión para almacenamiento por capacidad de carga/descarga y por capacidad de almacenamiento de energía al 80 %, respecto a los considerados en la tabla 4.4, ya que se espera que estos disminuyan debido a diferentes factores como la disminución de costos en los mercados energéticos y el aumento en la producción de vehículos eléctricos, entre otros mencionados en (Lazard, 2017a). El objetivo de este escenario es observar si una disminución en los costos de almacenamiento puede conducir a disminuir los costos totales del sistema eléctrico y reducir las emisiones contaminantes. Note que este es un escenario conservador para el rango de tiempo que se plantea en este trabajo de tesis.

**Costo Alm 64 %** En este escenario se consideran costos de inversión por potencia y por energía al 64 %, respecto a los considerados en la tabla 4.4, ya que se espera una reducción en estos costos del 10 %/año, lo que significa un decremento compuesto de 36 % en 5 años (Lazard, 2017a). El objetivo de este escenario es observar el resultado de una reducción del costo de almacenamiento en las emisiones y costos totales del sistema eléctrico de BCS. Este escenario considera las proyecciones más optimistas respecto al desarrollo de los sistemas de almacenamiento.

**Solar Sur** En este escenario se obliga la instalación de las centrales de generación a partir de energía solar de las zonas 11, 12 y 13 mostradas en la figura 4.3 con una capacidad total de 620 MW, las cuales son las zonas que se encuentran más cerca de los mayores centros de consumo. Esto con la finalidad de evitar problemas de congestión en las líneas de transmisión, y considerando que los factores de capacidad de generación en esta zona varían apenas alrededor del 1 % respecto al mas alto. Esto no ocurre igual en las zonas de generación con energía eólica, presentándose diferencias de hasta 30 % en la zona sur respecto a los mejores sitios. El objetivo de este escenario es observar si hay aumentos significativos en los costos, tecnologías instaladas y costos totales, respecto al escenario sin restricciones, a cambio de una presunta mejora en la estabilidad del sistema eléctrico.

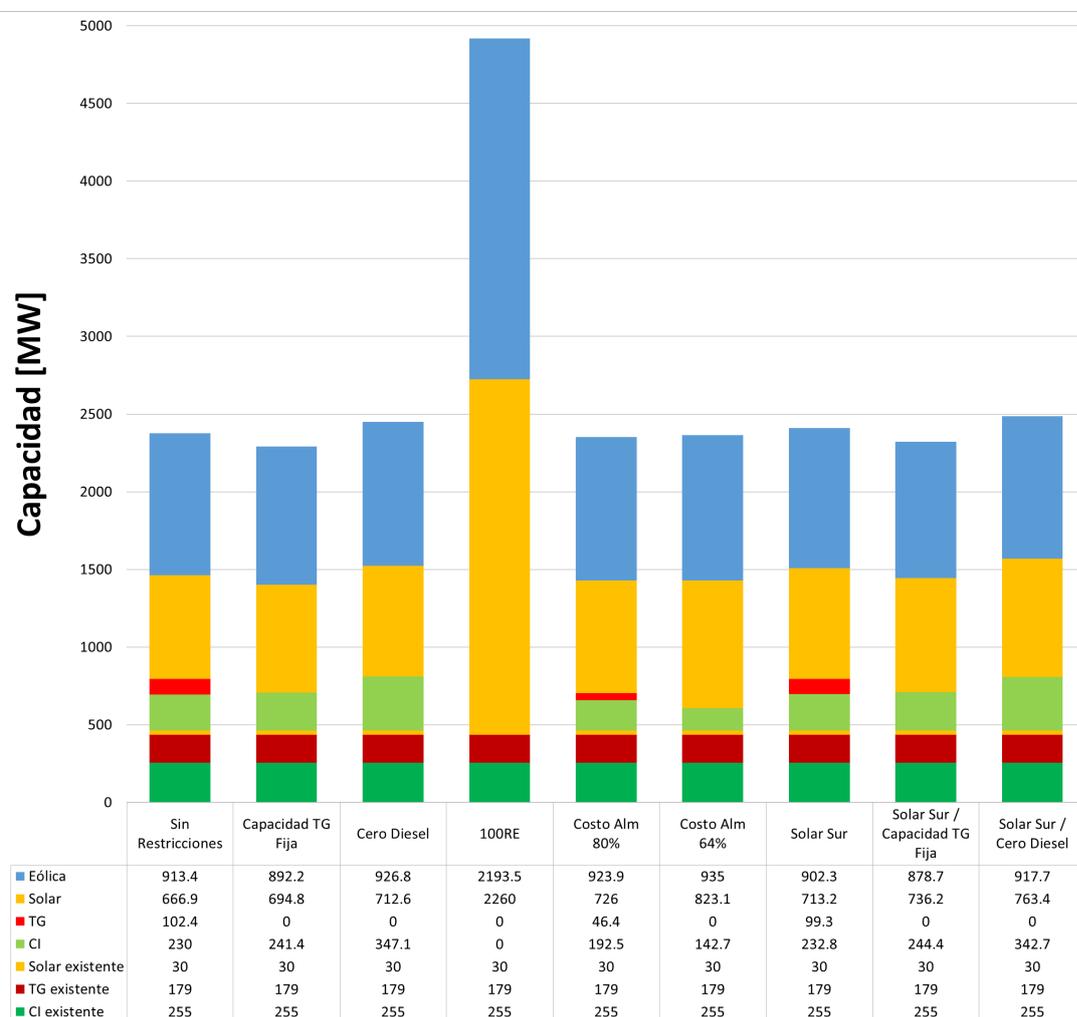
**Solar Sur / Capacidad TG Fija** En este escenario, se obliga la instalación de las mismas centrales del escenario “Solar Sur”, además de que no se permite la ins-

talación de nuevas centrales de turbogás, aunque permitiendo que se utilicen las centrales de este tipo ya instaladas. El objetivo de este escenario es evaluar la posibilidad de sustituir directamente las centrales de turbogás con centrales solares ubicadas cerca de los centros de carga más grandes.

**Solar Sur / Cero Diésel** En este escenario, se obliga la instalación de las mismas centrales del escenario “Solar Sur”, además de que no se permite la generación con centrales de tipo turbogás, ni siquiera en las plantas ya instaladas. El objetivo de este escenario es encontrar un sistema con menores emisiones de gases de efecto invernadero, favoreciendo la generación cerca de los centros de carga mas grandes y observar que sucede con el costo y la mezcla de tecnologías utilizadas.

A continuación se presentan los resultados de los escenarios comparados entre si en las figuras [4.6](#) hasta [4.10](#).

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.



**Figura 4.6:** Capacidad de generación por tecnología (Prospección a 2031)

En la figura 4.6 se presenta la capacidad de generación a instalar de cada tecnología en cada uno de los escenarios modelados. En todas se muestra en la base la capacidad existente por combustión interna, turbogás y solar fotovoltaica, que suma 464 MW. El escenario base “Sin Restricciones” cuenta con 66% de capacidad renovable, aumenta 90% la capacidad de CI (Combustión Interna) y 57% la de TG (Turbogás), respecto a la existente.

Respecto al escenario base, en el escenario “Capacidad TG Fija” aumenta la capacidad a instalar de CI y solar mientras que se disminuye la de energía eólica, disminuyendo el total de capacidad instalada. En el escenario “Cero Diésel” se reemplaza casi directamente la capacidad de TG que no se puede utilizar por CI, la cual aumenta 50%, mientras que la capacidad de solar y eólica solamente 6.6% y 1.4% respectivamente.

Los escenarios “Solar Sur”, “Solar Sur / Capacidad TG Fija” y “Solar Sur / Cero

Diésel”, presentan resultados similares a los escenarios “Sin Restricciones”, “Capacidad TG Fija” y “Cero Diésel”, respectivamente, con la diferencia de que los primeros presentan un ligero incremento en capacidad solar y lo contrario para eólica.

En el escenario “100RE” se instala prácticamente toda la capacidad solar y eólica disponible, incluso las centrales con factores de planta menores a 10 % de energía eólica mostradas en la tabla 4.2, lo cual no sería rentable para esos parques en particular, a pesar de que sea lo óptimo para el sistema eléctrico completo.

En el escenario “Costo Alm 80 %” la capacidad de renovables es del 70 %, el aumento de capacidad de CI respecto a la capacidad instalada es de 75 %, y la de TG del 26 %, mientras que en el escenario “Costo Alm 64 %” no se requiere instalar nueva capacidad de TG, además de que el aumento de capacidad de CI es solamente de 56 % y la capacidad de renovables es de 74 %.

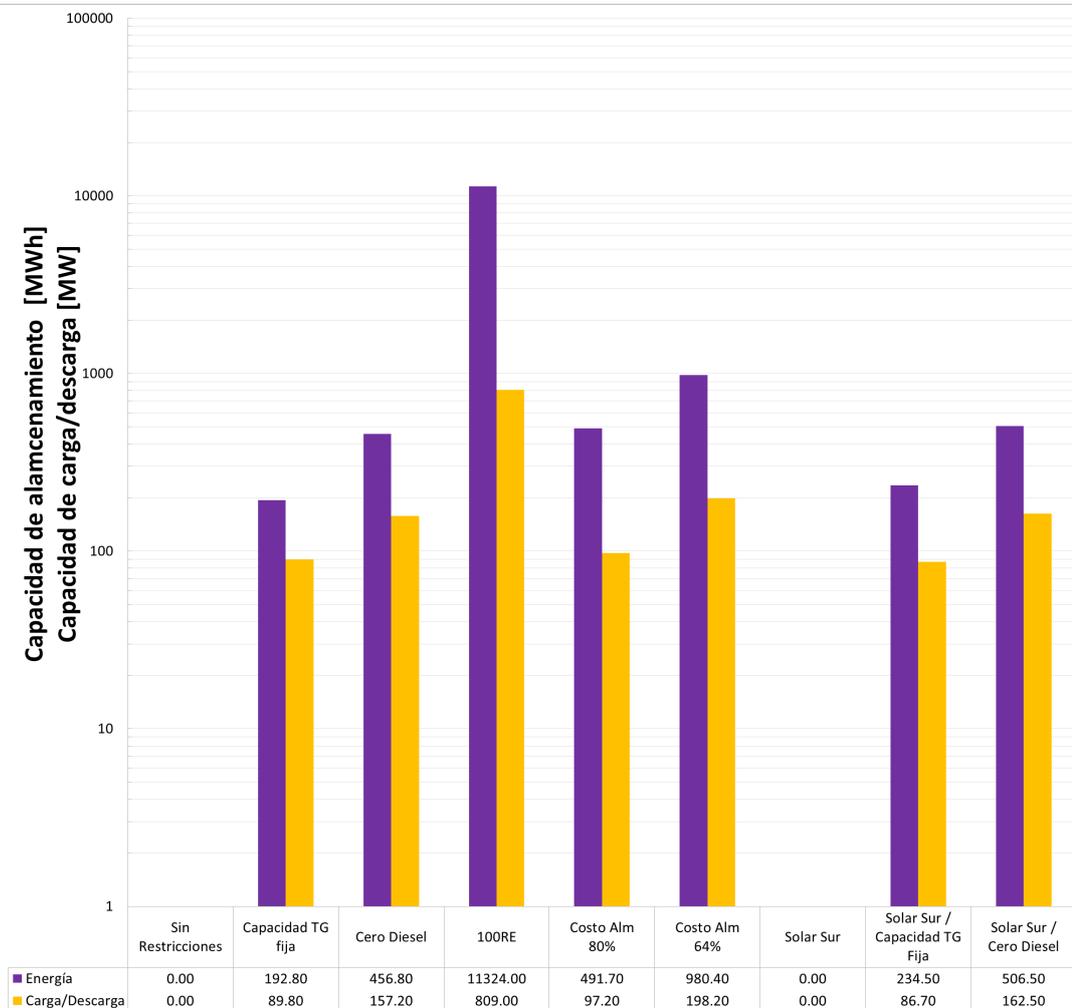


Figura 4.7: Capacidad de almacenamiento (Prospección a 2031)

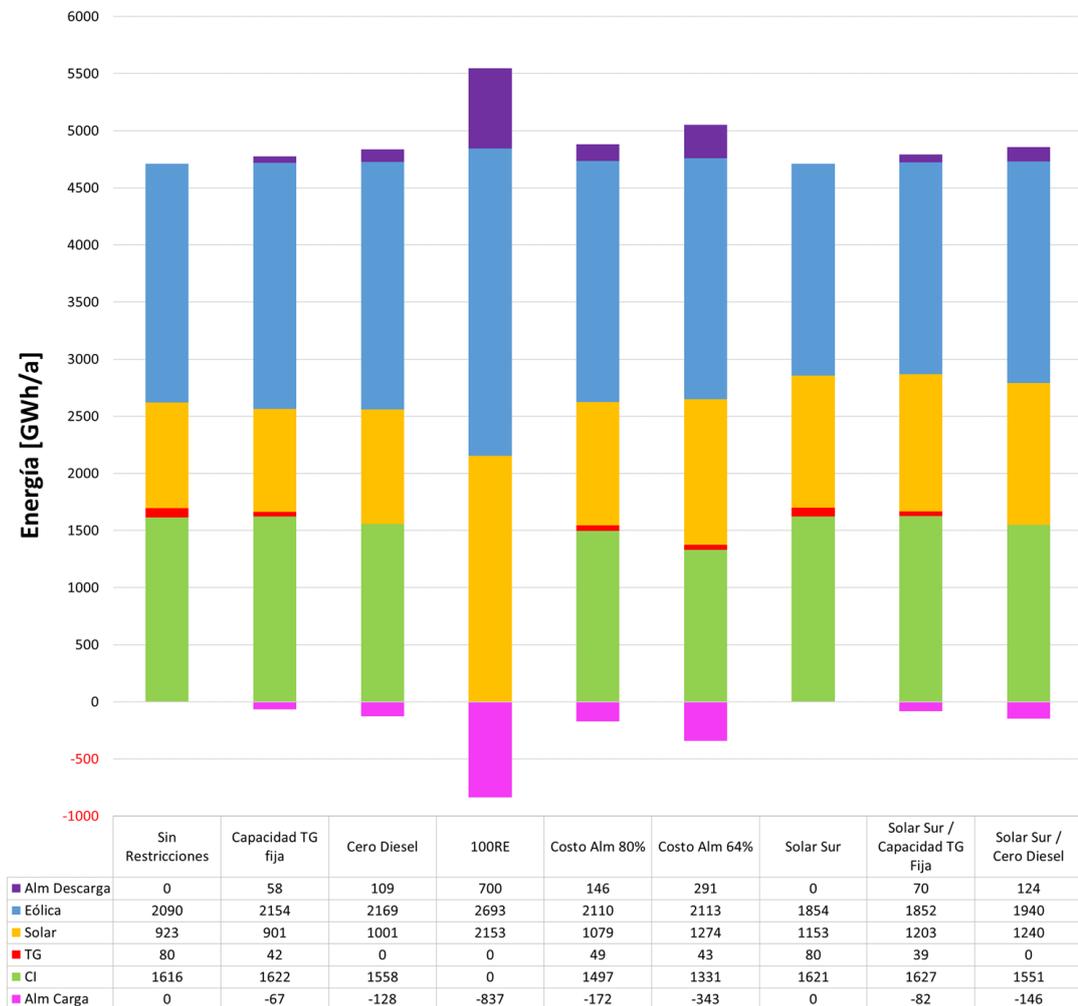
#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

---

En la figura [4.7](#) se muestran las capacidades de almacenamiento de energía [MWh] y las capacidades de carga y descarga [MW] de los sistemas de almacenamiento a instalar. En los escenarios “Sin Restricciones” y “Solar Sur” no se considera el almacenamiento para conseguir un costo óptimo. Al limitar la instalación de nuevas centrales TG, el almacenamiento de energía aparece en los escenarios “Capacidad TG Fija” y “Solar Sur / Capacidad TG Fija” con requerimientos de capacidades hasta de 235 MWh y 86 MW. Cuando no se permite el uso de la tecnología de generación TG, los requerimientos de almacenamiento aumentan hasta 506 MWh y 162 MW.

En el escenario “Costo Alm 80 %” se considera que el costo total puede disminuir respecto al escenario base si se instala una capacidad de 490 MWh y 97 MW, mientras que en el escenario “Costo Alm 64 %” la capacidad óptima sería de 980 MWh y 198 MW.

En el caso del escenario “100RE” los requerimientos de almacenamiento se disparan a 11324 MWh y 809 MW.



**Figura 4.8:** Generación anual de electricidad por tecnología (Prospección a 2031)

En la figura 4.8 se muestra la energía generada a lo largo del año 2031 a partir de cada tecnología. En el escenario base “Sin Restricciones” se genera 64 % con energía renovable y 36 % a partir de fuentes fósiles, y no se utiliza el almacenamiento. En el escenario “Solar Sur” que tampoco utiliza almacenamiento estos porcentajes se mantienen.

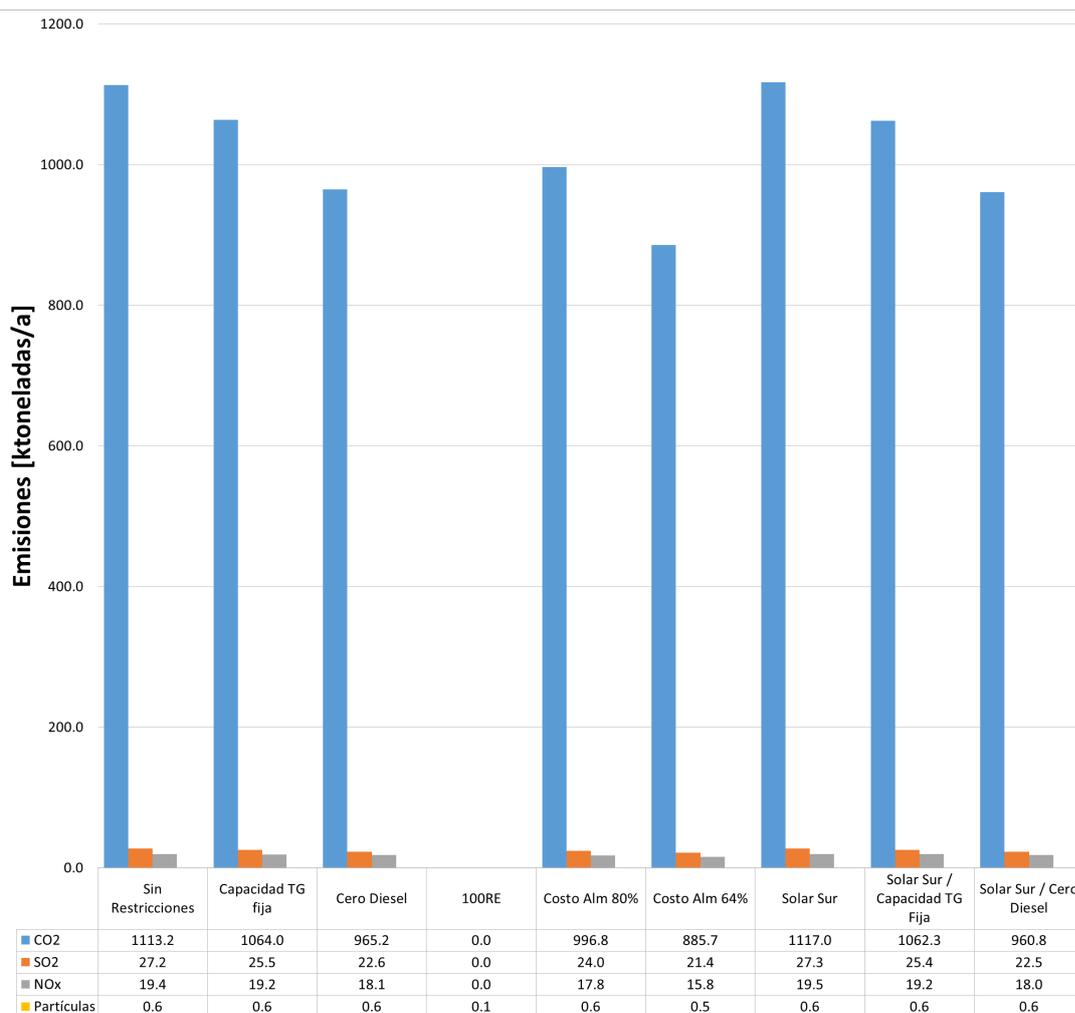
Se puede observar que en los escenarios que usan almacenamiento, se aumenta la generación bruta de energía, para compensar las pérdidas que se producen en los sistemas de almacenamiento. Los escenarios que más almacenamiento utilizan son “100RE” y “Costo Alm 64%”, los cuales son los que utilizan mayor cantidad de renovables, 100 % y 71 % respectivamente.

Los escenarios con una utilización de almacenamiento media son “Cero Diésel”, “Costo Alm 80%” y “Solar Sur / Cero Diésel”. En estos tres escenarios la generación

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

a partir de energía renovable es de 67 %.

Los escenarios con una participación moderada de almacenamiento son “Capacidad TG Fija” y “Solar Sur / Capacidad TG Fija”, los cuales tienen una participación de energía renovable del 64.7 %.



**Figura 4.9:** Emisiones de CO<sub>2</sub> y precursores de GEI (Prospección a 2031)

En la figura 4.9 se muestran la cantidad de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y otras partículas emitidas en cada uno de los escenarios evaluados. Con la tasa de emisiones actual (713.6 kgCO<sub>2</sub>/MWh) se emitirían 3360 ktonCO<sub>2</sub>/a con la demanda prevista para 2031. Con la matriz energética resultado del escenario base “Sin Restricciones” las emisiones serían de 1113.2 ktonCO<sub>2</sub>/a, es decir, se reducirían a un tercio.

Se puede apreciar que las emisiones disminuyen al fijar el turbogás a la capacidad actual y aún más cuando no se utiliza diesel en absoluto, bajando hasta 965 ktonCO<sub>2</sub>/a.

La reducción del costo y el aumento en el uso de almacenamiento también ayuda a reducir las emisiones, las cuales podrían bajar hasta 885  $ktonCO_2/a$  en el escenario dónde el costo del almacenamiento baje hasta el 64%, debido a que se puede utilizar energía generada a partir de fuentes renovables, aún cuando la generación y la demanda no estén sincronizadas. En el escenario “100RE” no hay emisiones contaminantes.

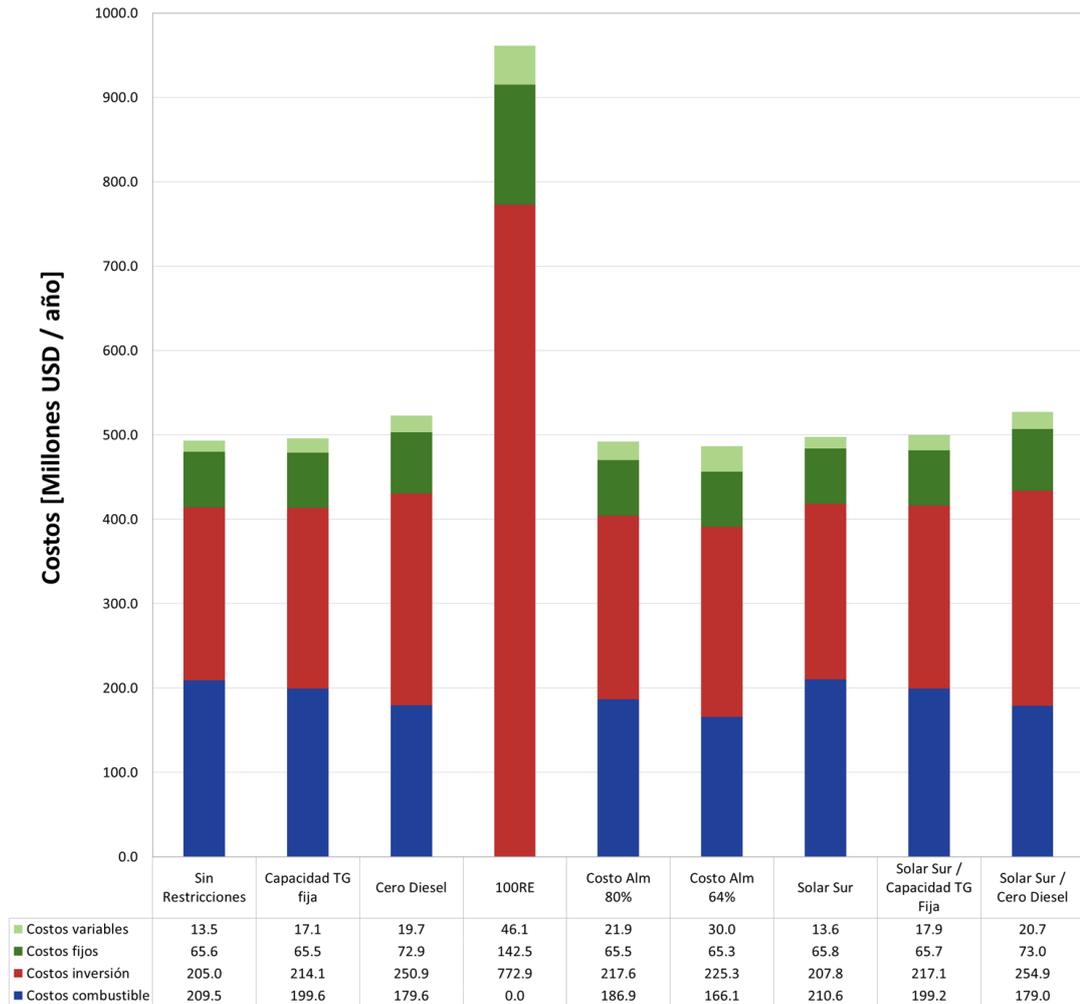


Figura 4.10: Costo total anual de generación (Prospección a 2031)

En la figura 4.10 se muestran los costos de inversión anualizados; los costos fijos; los costos variables y los costos de combustible de cada uno de los escenarios analizados. Con la matriz del escenario base “Sin Restricciones” el costo del sistema sería de 493.6 *MillonesUSD/año*, es decir, el costo nivelado de energía sería 104.80 *USD/MWh* generado, tomando en cuenta los costos de generación y almacenamiento, pero no los de transmisión y distribución. Para los demás escenarios el costo nivelado en *USD/MWh*

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

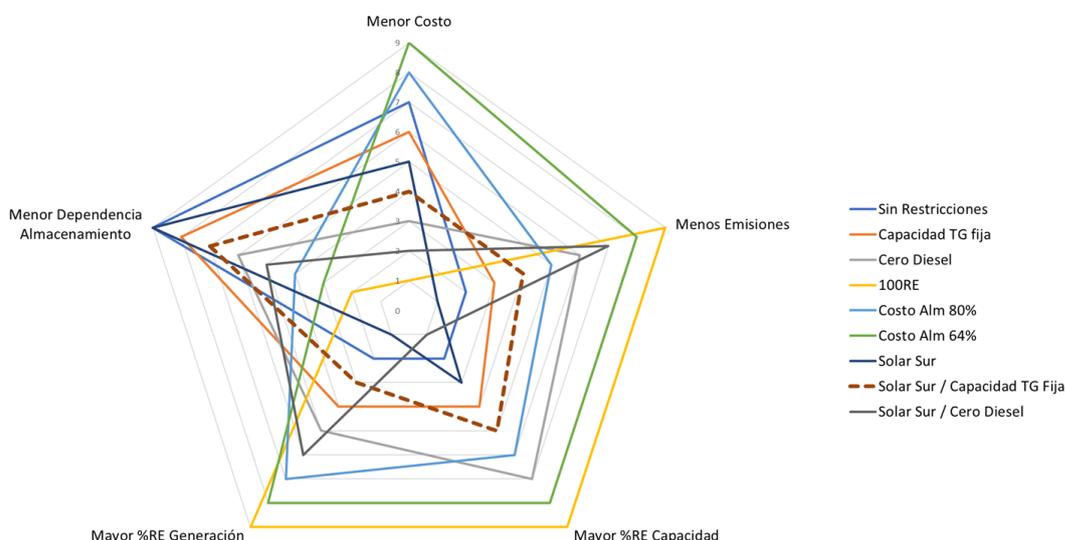
---

fue de 105.39 (Capacidad TG Fija), 111.09 (Cero Diesel), 204.19 (100RE), 104.47 (Costo Alm 80 %), 103.35 (Costo Alm 64 %), 105.68 (Solar Sur), 106.17 (Solar Sur/ Capacidad TG Fija) y 112.05 (Solar Sur/ Cero Diesel).

Considerando que la función a optimizar es el costo, es claro que al aumentar las restricciones del modelo, también los costos aumentan y que al reducir los costos de alguna tecnología, como el almacenamiento, los costos totales se reducen. Al comparar los costos de los escenarios analizados respecto al escenario base, se observa que los costos varían desde el 98.6 % (Costo Alm 64 %) hasta el 106.9 % (Solar Sur/Cero Diesel), sin tomar en cuenta el escenario 100RE, el cual llega a un costo de 194.8 %.

### 4.3. Escenario elegido

Para comparar los diferentes escenarios se presenta en la figura 4.11 una gráfica de estrella, donde se ordenaron del 1 al 9, los resultados de los escenarios, donde 9 representa el mejor desempeño, considerando 5 puntos: menor costo; menos emisiones; mayor porcentaje de capacidad de energías renovables; mayor porcentaje de generación a partir de energías renovables; y menor dependencia en sistemas de almacenamiento. No se tomaron en cuenta otros factores relevantes como la ubicación de las plantas o la facilidad de implementación de cada uno, debido a la dificultad para ordenarlos en una escala numérica de manera objetiva.



**Figura 4.11:** Comparación cualitativa de escenarios

Con base en los resultados presentados en el presente capítulo, se decidió utilizar la matriz y curvas de generación resultantes del escenario “Solar Sur / TG Fijo” para analizar el sistema eléctrico de BCS. Las razones para escoger este escenario son las siguientes:

- La matriz resultante no necesita la instalación de nuevas centrales de turbogás, que tienen una vida útil de 30 años, sin embargo, permite la operación de las ya construidas, aprovechando las inversiones previas, amortiguando el impacto económico de la transición hacia un sistema eléctrico menos contaminante en la región.
- La capacidad de almacenamiento necesaria es de 234.5 *MWh* y 86.7 *MW*. Actualmente ya existen centrales de almacenamiento de este tamaño, y se puede distribuir esta capacidad en diferentes centrales. Solo el 1.74 % de la energía generada en el año se destina a cargar los sistemas de almacenamiento, este porcentaje es mas bajo que en escenarios menos contaminantes como “Solar Sur / Cero Diesel” y “100RE” (3.1 % y 17.27 % respectivamente) lo que disminuye la dependencia en sistemas de almacenamiento. Los escenarios “Costo Alm 80 %” y “Costo Alm 64 %” no fueron tomados en cuenta debido a que dependen de suposiciones fuertes sobre el comportamiento de los costos a futuro.
- De los escenarios que permiten la generación con la tecnología de Turbogás, es el que menos la utiliza (39 *GWh/año*). La generación anual con Energías Renovables equivale al 65 %, lo cuál es mayor a los escenarios dónde se permite la instalación de nuevas centrales de Turbogás, pero menor a aquellos dónde no se permite la generación con diésel en absoluto o se disminuye el costo del almacenamiento.
- La tasa de emisiones con este escenario es de 225.6  $\text{kgCO}_2/\text{MWh}$ , lo que equivale a 5 % menos respecto al escenario base y 68 % menos respecto a la tasa actual.
- El costo nivelado de energía sería de 106.2 *USD/MWh*, lo que conlleva un aumento de solamente 1.3 % respecto al escenario base. En comparación, los escenarios de cero diesel muestran aumentos de 6 y 7 % mientras que en los que se considera que el costo de almacenamiento es menor, tienen disminuciones de hasta 1.4 %.
- La ubicación de las plantas solares en el sur, cerca de los centros de carga más grandes, suponen menores requerimientos de capacidad en el sistema de transmisión, aprovechando la disponibilidad del recurso prácticamente homogénea en toda la entidad.

En conclusión, el escenario escogido, aunque no es el mejor en ninguno de los factores evaluados en la figura [4.11](#), se desempeña bien en todos ellos. Además de que la ubicación de las plantas solares en el sur supone potencialmente menores requerimientos en la capacidad del sistema de transmisión y permite que las plantas ya construidas continúen operando hasta el término de su vida útil, disminuyendo los impactos económicos de la transición.

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

---

##### 4.3.1. Implementación del escenario “Solar Sur / TG Fijo” en el sistema de BCS

En la figura 4.12 se muestra cómo se comportarían las curvas de generación y carga/descarga de almacenamiento de las plantas, agrupadas por tipo de tecnología, durante el día crítico de invierno de 2031. Se puede observar que en invierno el sistema opera principalmente con fuentes de energía renovable, e incluso se puede alimentar 100 % con renovables durante 8 horas. Para ello, el sistema de almacenamiento juega un papel importante, ya que permite aprovechar al máximo la capacidad de generación renovable, incluso cuando esta supera la demanda, liberando la energía de manera gradual mientras el recurso solar disminuye, además de atenuar la curva de arranque de las plantas de combustión interna, lo que mejora la confiabilidad del sistema.

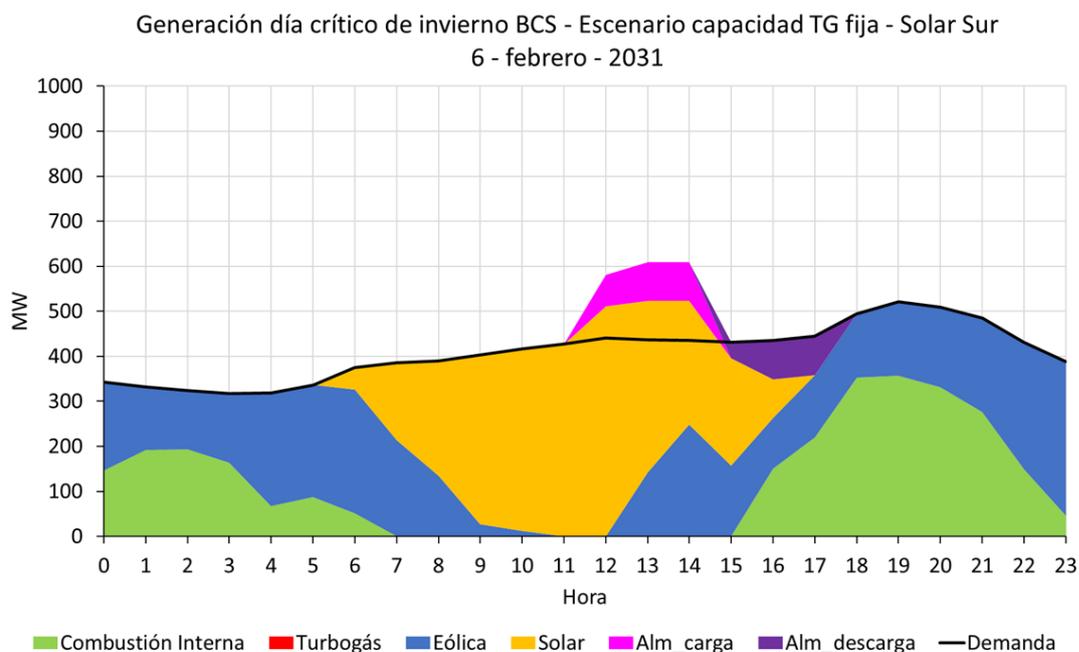
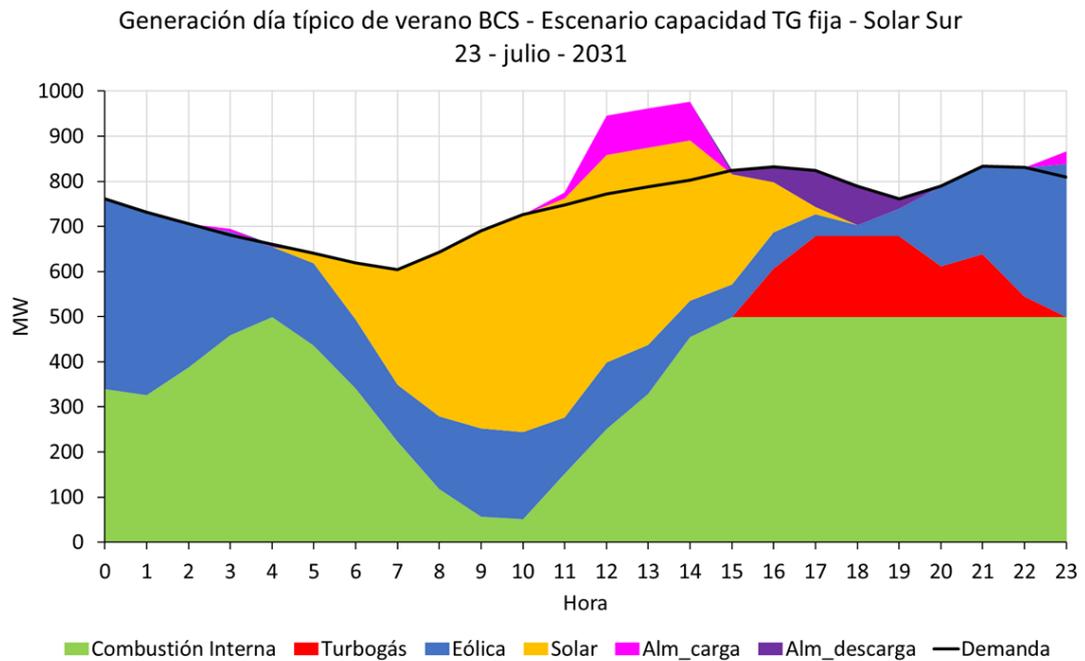


Figura 4.12: Generación crítica invierno

De manera similar, en la figura 4.13 se muestran las curvas de generación y carga/-descarga durante el día crítico de verano de 2031. Se observa que en este caso, la generación de energía base es con combustión interna, sin embargo, la generación con energías renovables sigue siendo importante, principalmente durante el día. El almacenamiento también juega un papel importante en este escenario, pero a diferencia de invierno, en verano sirve para disminuir la generación basada en turbogás durante el período de demanda punta, que es la que tiene los costos variables más altos, además de ser la más contaminante. En este caso también ayuda a disminuir la rampa de arranque

de esta tecnología.



**Figura 4.13:** Generación crítica verano

En cuanto a la integración de la nueva capacidad de generación al sistema de transmisión, cada una de las nuevas plantas de generación y almacenamiento debe conectarse a uno de los buses existentes. En el caso de las centrales solares y eólicas, estas solo pueden ser conectadas al bus correspondiente a la ubicación del recurso con base en el cual están calculadas, como se describió con detalle durante este capítulo. Por otro lado, la nueva capacidad de combustión interna, así como la capacidad de almacenamiento, puede ser implementada en una o varias centrales, y su ubicación puede ser determinada con base en diferentes criterios, como mejorar la confiabilidad de la red, o conectarse en el nodoP con el precio marginal de generación más alto, por mencionar algunos ejemplos. En la tabla 4.5 se muestra la capacidad de las diferentes plantas del sistema propuesto, así como el bus al cual están conectadas.

El uso del software ETAP para realizar el análisis de esta integración nos muestra que la configuración actual del sistema eléctrico no permite el aprovechamiento óptimo de los recursos renovables disponibles en la región debido a la falta de infraestructura para transmisión, por lo que es necesario realizar cambios en la configuración y capacidad de la red eléctrica para realizar dicha integración, principalmente en la expansión de capacidad de transmisión entre la zona norte de la entidad, que es donde existe mayor concentración de centrales eólicas y centros de carga más pequeños, con la zona sur, dónde se encuentran los mayores centros de carga. En la figura 4.14 se muestra un diagrama unifilar del sistema a 2031, dónde se incluyen las nuevas plantas de generación,

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

---

sin embargo, es necesario explorar nuevas configuraciones para la red que permitan la operación del sistema.

Existen alternativas para la integración de las centrales generadoras basadas en energía renovable, como por ejemplo realizar la integración parcial solamente de algunas de las centrales generadoras y la creación de micro redes eléctricas, como se muestra en (Tovar Rosas, 2018). Otra alternativa de integración de centrales de energía renovable se presenta en (Brancucci et al., 2018), que está basado en los mismos datos de recurso solar y eólico utilizados en el presente trabajo. Es importante mencionar que las soluciones presentadas en estos trabajos salen de los objetivos establecidos en la presente tesis, ya que no consideran la utilización de tecnologías de almacenamiento y sus resultados no representan el aprovechamiento óptimo de los recursos renovables disponibles en BCS.

Tabla 4.5: Plantas de generación 2017 y 2031

Nombre	Tecnología	Capacidad 2017 [MW]	Capacidad a retirar [MW]	Capacidad a instalar [MW]	Capacidad 2031 [MW]	Bus
Baja California Sur I (Unidades 1 a 5)	Combustión Interna	209.77	0	0	209.77	Coromuel 230
Los Cabos (UME 17 y 21)	Combustión Interna	4.1	0	0	4.1	Turbogás Los Cabos
San Carlos, Agustín Olachea A. (Unidades 1 a 3)	Combustión Interna	104.13	63	0	41.13	Agustín Olachea
Combustión Interna (Nueva)	Combustión Interna	0	0	244.4	244.4	Libre
Servicios Comerciales de Energía (Aura Solar)	Solar Fotovoltaica	30	0	0	30	Olas Altas 115
Solar 11	Solar Fotovoltaica	0	0	280	280	Cabo San Lucas II
Solar 12	Solar Fotovoltaica	0	0	160	160	San José del Cabo
Solar 13	Solar Fotovoltaica	0	0	180	180	Santiago
Punta Prieta II TC (Unidades 1 a 3)	Termoeléctrica convencional	112.5	112.5	0	0	Punta Prieta II
Baja California Sur I (UME 1 y 11)	Turbogás	46	0	0	46	Coromuel
Ciudad Constitución	Turbogás	33.22	33.22	0	0	Villa Constitución 115
Punta Prieta II TG (Unidades 1 y 2)	Turbogás	43	43	0	0	Punta Prieta I
Los Cabos (UME 2,3,4,9,10 y 12)	Turbogás	133	0	0	133	Turbogás Los Cabos
Los Cabos (Unidades 1 a 3)	Turbogás	84.86	84.86	0	0	Turbogás Los Cabos
Eólica 1	Eólica	0	0	178	178	Cd. Insurgentes
Eólica 2	Eólica	0	0	314	314	Reformas Ags y Rofomex
Eólica 3	Eólica	0	0	272	272	Las Pías
Eólica 4	Eólica	0	0	58	58	Villa Constitución
Eólica 9	Eólica	0	0	5	5	Las Flores
Eólica 11	Eólica	0	0	51.7	51.7	Santiago
Total generación		800.58	336.58	1743.1	2207.1	-
Almacenamiento		Capacidad carga/descarga [MW]: 86.67			Capacidad almacenamiento energía [MWh]: 234.5	
					Libre	

#### 4. OPTIMIZACIÓN LINEAL: DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

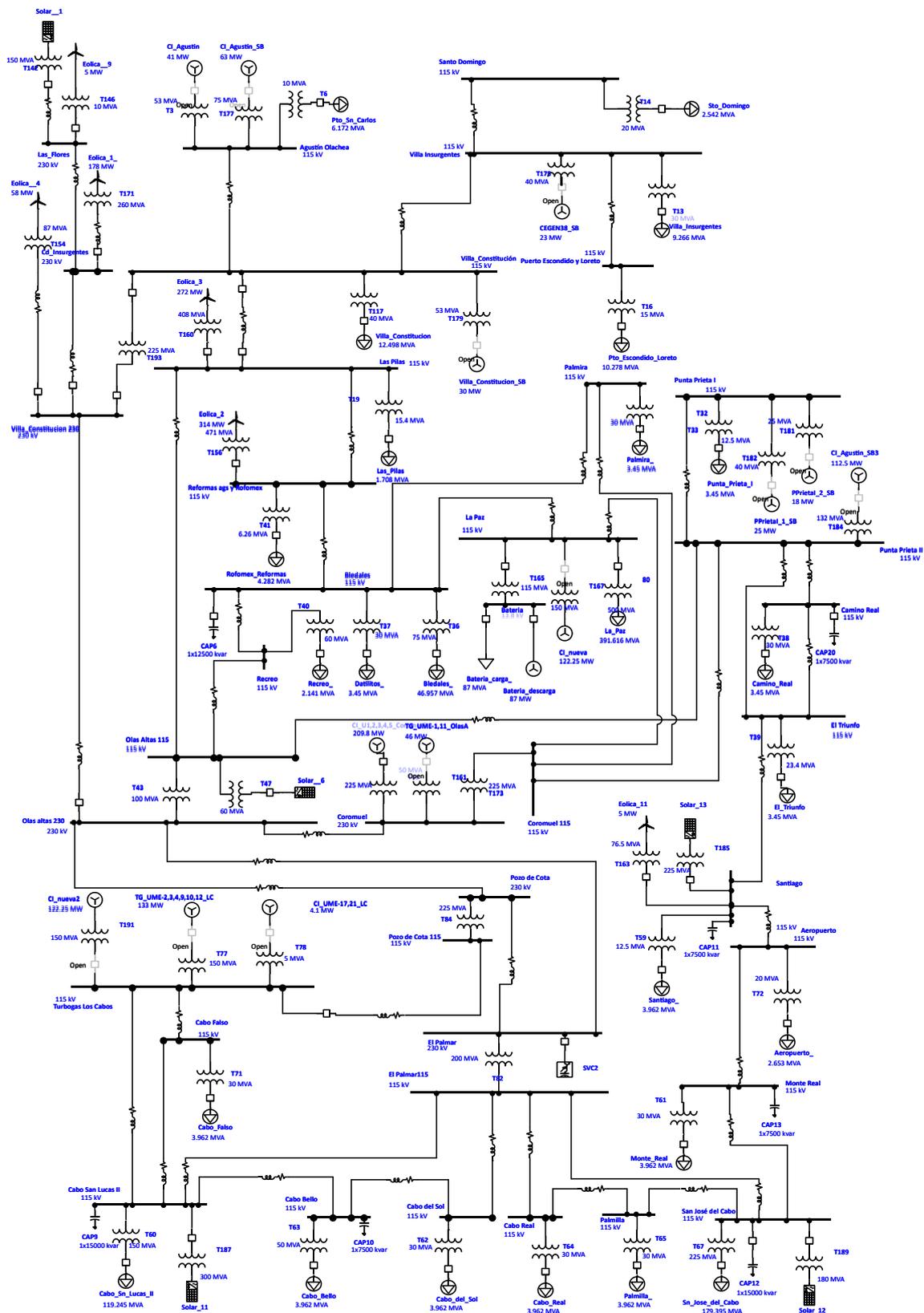


Figura 4.14: Diagrama de sistema BCS a 2031 con integración de renovables

# Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros

---

## 5.1. Conclusiones

**Necesidad de expansión de la red de transmisión.** Mediante el estudio de flujos de potencia, se encontró que la red eléctrica actual en BCS, ante el aumento de la demanda de energía hacia 2031, presentaría niveles de tensión considerablemente bajos, principalmente en verano (hasta menores a 85 % de los niveles nominales en los buses de mayor carga), lo que compromete la confiabilidad en el sistema. Además, se determinó que no existe la infraestructura para transmitir potencia desde la zona norte de la entidad, donde el recurso eólico es abundante pero los centros de carga conectados son pequeños, hacia el sur, donde se encuentran los centros de carga mayores (La Paz, Bledales y Los Cabos). Debido a lo anterior, se concluye que es necesario llevar a cabo un refuerzo en la red de transmisión en general, preferentemente aumentando la capacidad en la zona norte de la entidad.

**Posible penetración de energías renovables variables.** Los resultados de la optimización lineal muestran que se podría generar entre 64 % y 67 % de la energía eléctrica del sistema con fuentes de energía renovables solar y eólica, en conjunto con sistemas de almacenamiento, con un costo óptimo.

**Impacto del costo de almacenamiento.** Al comparar los escenarios optimizados, se encontró que una disminución en los costos de almacenamiento, como se prevé en (Lazard, 2017a), permitiría aumentar el nivel de penetración en la generación a partir de fuentes de energía renovable variables hasta el 74 %. Además, los resultados del escenario con un costo de almacenamiento al 64 % del actual muestran que no sería necesario instalar nuevas plantas de turbogás, incluso sin ser restringidas arbitrariamente. Esta disminución en los costos también tiene un impacto en las emisiones de  $CO_2$ , ya que en el escenario con un costo de almacenamiento al

## 5. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

---

64 % las emisiones totales de  $CO_2$  serían de  $885 \text{ kton}CO_2/a$ , en comparación con el escenario base “Sin restricciones” ( $1113 \text{ kton}CO_2/a$ ) y con la tasa de emisiones actual en BCS proyectada a la demanda de 2031 ( $3360 \text{ kton}CO_2/a$ ). Finalmente, se encontró que en caso de aumentar la capacidad de almacenamiento, también aumenta la generación bruta de energía, debido a las pérdidas durante el proceso.

**Factor de capacidad.** Los resultados de la optimización lineal de los distintos escenarios planteados, muestran que las plantas con mayor factor de capacidad, no son necesariamente las adecuadas para un sistema con costo óptimo. En cambio, el modelo generó una matriz de generación con aquellas plantas que generan en diferentes periodos.

**Sistema 100 % Renovable.** Los resultados del escenario de optimización con la restricción que no permite generar con tecnologías convencionales no son viables por las siguientes razones: Primero, se decide instalar incluso aquellas plantas de generación eólica con factores de capacidad menores al 10 %. Además, la capacidad de almacenamiento necesaria se dispara a 11324 MWh con una capacidad de carga/descarga de 809 MW. En cuanto al costo anual del sistema, este es del doble que cualquiera de los otros escenarios analizados. Sin embargo, esto solo significa que hay un límite para las energías renovables variables, por lo que habría que explorar otros recursos energéticos renovables como el geotérmico, la biomasa, el oceánico y el hídrico para complementar la matriz energética.

**Costo nivelado de energía.** El costo nivelado de generación del sistema propuesto es de  $0.104 \text{ USD}/kWh$ , lo que equivale aproximadamente a  $2.00 \text{ \$/kWh}$  MXN. Este costo de generación es menor o similar a los cargos históricos en las tarifas de suministro básico por concepto de generación en la división de Baja California Sur, con excepción en las tarifas domésticas y las de riego agrícola, las cuales son de aproximadamente  $1.00 \text{ \$/kWh}$ .

### 5.2. Recomendaciones y trabajos futuros

- Explorar y cuantificar otras fuentes de energía renovable en la región tales como geotérmica, biomasa sustentable, hídrica y oceánica.
- Realizar una optimización para la expansión simultánea de la capacidad de generación, almacenamiento y transmisión, por etapas, es decir, tomando en cuenta la instalación y retiro anual de las centrales.
- Considerar la generación distribuida instalable en los centros de carga.
- Realizar análisis de flujos de potencia no solo en estado estacionario, sino también dependiente del tiempo; así como análisis de armónicos; análisis de corto circuito; y análisis de coordinación y protecciones.

- Analizar el marco legal dentro del cual se pueden instalar los sistemas de almacenamiento, así como el tipo de servicios que estos pueden ofrecer a la red eléctrica.



# Bibliografía

---

- Atabay, D. (2017). An open-source model for optimal design and operation of industrial energy systems. *Energy*, 121:803–821. [12](#)
- Brancucci, C., Bracho, R., Brinkman, G., Hodge, B.-m., Brancucci, C., Bracho, R., Brinkman, G., and Hodge, B.-m. (2018). Baja California Sur Renewable Integration Study Baja California Sur Renewable Integration Study. (November). [56](#)
- Breyer, C., Bogdanov, D., Komoto, K., Ehara, T., Song, J., and Enebish, N. (2015). North-East Asian Super Grid: Renewable energy mix and economics. *Japanese Journal of Applied Physics*, 54(8S1):08KJ01. [11](#)
- CENACE (2017). Informe de la tecnología de generación de referencia. Technical report. [40](#), [41](#)
- CENACE (2018). DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2017-2022, PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN 2017-203. Technical report. [21](#), [23](#)
- Chapman, N. and Hooper, A. (2012). The disposal of radioactive wastes underground. *Proceedings of the Geologists' Association*, 123(1):46–63. [1](#)
- EIA (2017). International Energy Outlook Executive Summary. Technical Report September, U.S. Department of Energy, Washington, DC. [1](#)
- Gulagi, A., Choudhary, P., Bogdanov, D., and Breyer, C. (2017). Electricity system based on 100% renewable energy for India and SAARC. *PLoS ONE*, 12(7):1–27. [11](#)
- H. Congreso de la Union, C. d. D. (2014). *Ley de la Industria Eléctrica*. [7](#)
- IAEA (2018). Status and Trends in Spent Fuel and Radioactive Waste Management. Technical report, IAEA International Atomic Energy Agency. [2](#)
- IEA (2017). Electricity Information: Overview. Technical report, IEA. [1](#)
- IPCC (2014). Cambio climático 2014: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental

## BIBLIOGRAFÍA

---

- de Expertos sobre el Cambio Climático [Equipo principal de redacción, R.K. Pachauri y L.A. Meyer (eds. Technical report, IPCC, Ginebra, Suiza. [1](#)
- Kirtley, J. L. (2010). *ELECTRIC POWER PRINCIPLES*. John Wiley & Sons, Ltd Registered, 1 edition. [8](#), [9](#), [10](#), [11](#)
- Lazard (2017a). LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS—VERSION 3 . 0. Technical Report 8, LAZARD. [41](#), [43](#), [44](#), [59](#)
- Lazard (2017b). Levelised Cost of Energy Analysis. (November):0–21. [41](#)
- Liu, Y., Yu, S., Zhu, Y., Wang, D., and Liu, J. (2018). Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(June 2017):460–470. [7](#)
- Moreno-Munoz, A. (2017). *Large Scale Grid Integration of Renewable Energy Sources*. Herst, 1 edition. [2](#), [11](#)
- SENER (2016). Prospectiva de Energías Renovables. Technical report. [2](#)
- SENER (2017). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031. Technical report. [2](#), [3](#), [19](#), [21](#), [33](#), [39](#), [40](#), [41](#)
- Tovar Rosas, M. A. (2018). *Análisis de Integración de Centrales Generadoras Renovables a la Red Eléctrica de Baja California Sur* MSc thesis. [56](#)
- Wouters, C., Fraga, E. S., and James, A. M. (2015). An energy integrated, multi-microgrid, MILP (mixed-integer linear programming) approach for residential distributed energy system planning - A South Australian case-study. *Energy*, 85:30–44. [11](#)