



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

PENETRABILIDAD DE LA POTENCIA EOLOELÉCTRICA
EN UNA RED NO ROBUSTA, ESTUDIO DE CASO:
BAJA CALIFORNIA SUR

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

PRESENTA:
AMILCAR FUENTES TOLEDO

TUTORES PRINCIPALES:
DR. OSCAR A. JARAMILLO SALGADO, IER - UNAM
DR. CESAR ÁNGELES CAMACHO, II-UNAM

COMITÉ TUTORAL:
DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ, IER - UNAM
DR. GUILLERMO CALDERÓN GUÍZAR, IIE
DR. ERASMO CADENAS CALDERÓN, UMSNH

Temixco, Morelos, septiembre de 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Aarón Sánchez Juárez

Secretario: Dr. Oscar A. Jaramillo Salgado

Vocal: Dr. Cesar Ángeles Camacho

1er. Suplente: Dr. Jorge Guillermo Calderón Guizar

2o. Suplente: Dr. Erasmo Cadenas Calderón

Lugar donde se realizó la tesis:

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, UNAM
Temixco, Morelos, México

TUTORES DE TESIS:
Dr. Oscar A. Jaramillo Salgado

FIRMA

Dr. Cesar Ángeles Camacho

FIRMA

Contenido

| | |
|---|-----------|
| 1. Introducción | 4 |
| 1.1. Objetivo del proyecto | 5 |
| 1.2. Objetivos específicos | 5 |
| 1.3. Metodología | 5 |
| 1.4. Logros | 6 |
| 1.5. Publicaciones | 6 |
| 1.6. Organización de la tesis | 7 |
| 1.7. Antecedentes | 8 |
| 2. Recurso eólico en Baja California Sur | 13 |
| 2.1. El estado de Baja California Sur | 13 |
| 2.2. Sitios anemométricos en BCS | 14 |
| 2.3. Perfil de ley de potencia | 16 |
| 2.4. Evaluación de datos anemométricos | 18 |
| 2.4.1. Distribución de WEIBULL | 19 |
| 2.4.2. Rosa de los vientos | 23 |
| 3. Sistemas eléctricos de potencia | 25 |
| 3.1. Flujos de potencia | 27 |
| 3.1.1. Tipos de nodo | 30 |
| 3.1.2. Generadores | 31 |
| 3.1.3. Líneas de transmisión | 31 |
| 3.2. Métodos de solución | 31 |
| 3.2.1. Método de Newton-Rapshon | 32 |
| 3.2.2. Método de Newton-Rapshon en flujos de potencia | 34 |
| 3.3. Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna | 36 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 3.3.1. | Tipos de FACTS | 37 |
| 3.3.2. | SVC | 39 |
| 3.3.3. | STATCOM | 41 |
| 4. | Estudio de caso: La red eléctrica de Baja California Sur e integración de energía eólica | 43 |
| 4.1. | Red eléctrica de Baja California Sur (BCS) | 43 |
| 4.1.1. | Cargas del sistema eléctrico de BCS | 46 |
| 4.1.2. | Generación eoloeléctrica | 47 |
| 4.2. | Evaluación de la red eléctrica | 49 |
| 4.2.1. | Caso A): Red eléctrica en su configuración original | 51 |
| 4.2.2. | Caso B): Red eléctrica con energía eólica | 56 |
| 4.3. | Actualización de la red ante la presencia de energía eólica | 64 |
| 4.3.1. | Caso C): Implementación de nueva líneas de transmisión | 64 |
| 4.3.2. | Caso D) Implementación de SVC | 69 |
| 4.3.3. | Caso E) STATCOM en la red de BCS | 74 |
| 4.3.4. | Análisis de penetrabilidad eoloeléctrica en la red de BCS | 78 |
| 5. | Análisis de resultados y discusión | 80 |
| 5.1. | Caso A) vs Caso B) | 83 |
| 5.2. | Caso B) VS Caso C) | 86 |
| 5.3. | Caso D) vs Caso E) | 89 |

Lista de Figuras

| | | |
|-------|---|----|
| 1.1. | Diagrama del sistema de prueba de Fernández <i>et al.</i> | 11 |
| 1.2. | Impacto del parámetro de escala c en el despacho de energía eoloeleétrica para una isla griega [14] | 11 |
| 2.1. | El estado de Baja California Sur, México | 14 |
| 2.2. | Localización del sitio San Hilario en BCS | 15 |
| 2.3. | Localización del sitio El Paso en BCS | 15 |
| 2.4. | Velocidad del viento para el año 2007 localidad de El paso BCS | 16 |
| 2.5. | Influencia del terreno en la velocidad del viento | 17 |
| 2.6. | Distribución de Weibull para El paso BCS. altura 15m. | 20 |
| 2.7. | Distribución de Weibull para San Hilario BCS. altura 15m. | 20 |
| 2.8. | Distribución de Weibull para El paso BCS. altura 85m. | 22 |
| 2.9. | Distribución de Weibull para San Hilario BCS. altura 85m. | 22 |
| 2.10. | Rosa de los vientos para El Paso | 23 |
| 2.11. | Rosa de los vientos para San Hilario | 24 |
| 3.1. | Sistema eléctrico de potencia | 26 |
| 3.2. | Sistema de potencia de 2 nodos (a) y su circuito equivalente (b) | 29 |
| 3.3. | Circuito equivalente de una línea de transmisión para flujos de potencia | 31 |
| 3.4. | Símbolo de los FACTS | 36 |
| 3.5. | Aplicación de FACTS en un sistema de transmisión | 38 |
| 3.6. | Representación de un SVC | 40 |
| 3.7. | Curvas I-V del SVC | 41 |
| 3.8. | Representación esquemática de un STATCOM y su circuito equivalente | 42 |
| 3.9. | Curva I-V de un STATCOM | 42 |
| 4.1. | La red eléctrica de BCS en la red troncal Mexicana | 44 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4.2. | Red eléctrica de BCS | 45 |
| 4.3. | Curva de potencia del generador eólico | 48 |
| 4.4. | Generación eólica inyectada a la red | 49 |
| 4.5. | Generación por tipo de tecnología, Caso A) | 51 |
| 4.6. | Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso A) | 52 |
| 4.7. | Voltaje nodal (230 kV nominal), Caso A) | 52 |
| 4.8. | Potencia activa en las líneas de transmisión. Caso A) | 53 |
| 4.9. | Potencia reactiva en las líneas de transmisión. Caso A) | 54 |
| 4.10. | Flujos de potencia, red en configuración original, Caso A) | 55 |
| 4.11. | Ubicación geográfica de los sitios anémometricos en BCS | 56 |
| 4.12. | Generación por tipo de tecnología, Caso B) | 57 |
| 4.13. | Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso B) | 58 |
| 4.14. | Voltaje nodal (230 kV nominal), Caso B) | 58 |
| 4.15. | Potencia activa en las líneas de transmisión. Caso B) | 60 |
| 4.16. | Potencia reactiva en las líneas de transmisión. Caso B) | 60 |
| 4.17. | Flujos de potencia en la red de BCS. Caso B) | 61 |
| 4.18. | Nueva línea de transmisión y dispositivos FACTS en la red de BCS. | 63 |
| 4.19. | Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso C) | 65 |
| 4.20. | Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso C) | 65 |
| 4.21. | Potencia activa en las líneas de transmisión. Caso C) | 66 |
| 4.22. | Potencia reactiva en las líneas de transmisión. Caso C) | 67 |
| 4.23. | Flujos de potencia en la red de BCS. Caso C) | 68 |
| 4.24. | VSC en la red de BCS | 69 |
| 4.25. | Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso D) | 70 |
| 4.26. | Voltaje nodal (230 kV nominal), Caso D) | 70 |
| 4.27. | Potencia activa en las líneas de transmisión. Caso D) | 71 |
| 4.28. | Potencia reactiva en las líneas de transmisión. Caso D) | 72 |
| 4.29. | Flujos de potencia en la red de BCS. Caso D) | 73 |
| 4.30. | Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso E) | 74 |
| 4.31. | Voltaje nodal (230 kV nominal), Caso E) | 75 |
| 4.32. | Potencia activa en las líneas de transmisión. Caso D) | 75 |
| 4.33. | Potencia reactiva en las líneas de transmisión. Caso E) | 76 |
| 4.34. | Flujos de potencia en la red de BCS. Caso E) | 77 |
| 4.35. | Voltajes nodales para máximo nivel de penetración eólica en la red de 115 kV | 79 |
| 5.1. | Voltajes nodales, todos los estudios de caso | 81 |
| 5.2. | Potencia activa en las TL a las 15 hrs. | 82 |
| 5.3. | Potencia reactiva en las TL a las 15 hrs. | 82 |

| | | |
|-------|--|----|
| 5.4. | Perdidas globales en el sistema eléctrico | 83 |
| 5.5. | Flujos de potencia activa en las líneas de transmisión, caso A)y caso B . | 85 |
| 5.6. | Flujos de Potencia reactiva en las líneas de transmisión, caso A) y caso B | 85 |
| 5.7. | Voltaje de nodo, casos A) y B) para la red de 115 kV | 86 |
| 5.8. | Potencia activa en líneas de transmisión, caso B) vs caso C) | 87 |
| 5.9. | Flujo de Potencia reactiva en líneas de transmisión, caso B) vs caso C) . | 88 |
| 5.10. | Voltaje de nodo, caso B) vs casoC) | 88 |
| 5.11. | Flujos de potencia activa en líneas de transmisión, casos B), D) y E) . . | 90 |
| 5.12. | Flujos de potencia reactiva en líneas de transmisión, casos B), D) y E) . | 90 |
| 5.13. | Compensacion de potencia reactiva mediante VSC/STATCOM | 91 |

Lista de Tablas

| | | |
|------|--|----|
| 2.1. | Estaciones anemométricas BCS | 16 |
| 2.2. | Índice de ley de potencia según el tipo de terreno | 18 |
| 2.3. | Parámetros estadísticos y de Weibull de los sitios anemométricos, altura 15m. | 19 |
| 2.4. | Parámetros estadísticos y de Weibull de los sitios anemométricos, altura 85m. | 21 |
| 3.1. | Aplicaciones de FACTS | 39 |
| 4.1. | Capacidad nominal en MW de los generadores en la red de BCS. | 46 |
| 4.2. | Nodos con cargas en el sistema eléctrico de BCS | 47 |
| 4.3. | Costos de generación por tipo de tecnología en $\$/KWh$ | 50 |
| 4.4. | Variación de voltaje nodal ante el ingreso de energía eólica. | 59 |
| 5.1. | Cambio de flujos P. reactiva casos B), D) y E) | 91 |

Nomenclatura

| | |
|-------------|--|
| c | Parámetro de escala de distribución de Weibull |
| k | Parámetro de forma de distribución de Weibull |
| $asnm$ | Altura sobre el nivel del mar |
| v | Velocidad del viento |
| v_{ref} | Velocidad del viento a la altura de referencia |
| h | Altura |
| h_{ref} | Altura de referencia |
| $\alpha[-]$ | Índice de ley de potencia |
| h_0 | Longitud de la rugosidad del terreno |
| $F_W(v)$ | Función de distribución de Weibull |
| σ | Desviación estándar |
| \bar{v} | Velocidad media del viento |
| Γ | Función Gamma |
| G | Generador |

| | |
|-----------|----------------------------------|
| S | Potencia aparente |
| P | Potencia activa |
| Q | Potencia reactiva |
| V | Magnitud de voltaje |
| Y | Admitancia |
| R | Resistencia |
| X | Reactancia |
| P_{gen} | Potencia activa de generación |
| Q_{gen} | Potencia reactiva de generación |
| Z | Impedancia |
| G | Conductancia |
| B | Susceptancia |
| I | Intensidad de corriente |
| N_n | Numero de nodo |
| TL_n | Número de línea de transmisión |
| D_n | Número de maquina diesel |
| TG_n | Número de máquina turbugas |
| TE_n | Número de maquina termoeléctrica |
| X_c | Reactancia de capacitores |

| | |
|--------|---------------------------------|
| X_m | Reactancia de magnetización |
| t | Tiempo |
| $p.u.$ | Por unidad |
| N_p | Nivel de penetración eólica |
| P_W | Potencia eólica instalada |
| P_L | Potencia demandada por la carga |

Resumen

Las preocupaciones ambientales y las políticas de desarrollo sostenible han motivado el crecimiento de la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. La generación eólica es vista como la opción más práctica y rentable dentro de este tipo de energías. Muchas sociedades tienen claras intenciones de acelerar la inversión en tecnologías renovables como respuesta a la crisis energética y económica mundial, sin embargo, a pesar de tener una extensión territorial muy grande, México posee sólo unos cientos de MW instalados provenientes de energías renovables, aunque es necesario reconocer que en los últimos años se le ha dado un fuerte impulso a la puesta en marcha de centrales eólicas en el país, aunque el establecimiento de éstas se limitan, por el momento, a una zona específica del país, más precisamente a la zona del istmo de Tehuantepec (estados de Oaxaca y Chiapas).

El sistema eléctrico del estado de Baja California Sur (BCS), que se mantiene aislado del Sistema Interconectado Nacional en México (SIN), utiliza centrales térmicas que operan con combustibles fósiles para satisfacer la mayor parte de la demanda de energía eléctrica de esa región.

El objetivo principal de este trabajo es demostrar la viabilidad de la integración de las energías renovables para la diversificación de la matriz energética de la red eléctrica BCS. En este proyecto de investigación, es de suma importancia el determinar los efectos de la integración de energía eólica en la red eléctrica de BCS. Para determinar la energía eólica que puede ser producida, se utiliza un conjunto de datos reales obtenidos por estaciones anemométricas establecidas en la región. Para determinar el impacto de la posible inyección de potencia eólica en la red eléctrica de BCS se hizo uso de la herramienta denominada flujos de potencia, se presentan varios estudios de caso en los cuales se muestran el comportamiento de la red ante inyección de potencia y posibles soluciones ante problemáticas

surgidas por la incorporación de la misma a la red eléctrica.

Abstract

Environmental concerns and sustainable development policies have supported growth in electricity generation from renewable energy renewable . Wind generation is seen as the most practical and cost effective in this type of energy . Many societies have clear intentions to accelerate investment in renewable technologies in response to the energy crisis and economic crisis, however, despite having a territorial extensión very large, Mexico possesses only a few hundred MW from renewable energy, but we must recognize that in recent years Mexico has given strong impetus to the implementation of wind farms in the country , although the establishment of these are limited , for now , to a specific área in the country , more precisely to the area of the Isthmus of Tehuantepec (Oaxaca and Chiapas) . The electrical system of the state of Baja California Sur (BCS) , which remains isolated from the national grid in Mexico (SIN) , using central thermal operating on fossil fuels to meet most of theelectricity demand in the region. The main objective of this work is to demonstrate the feasibility of integrating renewable energy to diversifying the energy matrix BCS grid . In this research project , it is very important to determine the effects of the integration of wind power into the electricity grid of BCS . To determine the wind energy that can be produced , we use a set actual data obtained by anemometer stations established in the region. To determine the impact of the possible injection of wind power in the BCS mains made use of a tool called power flows , several studies are presented in which case the behavior is network before power injection and possible solutions to problems arising from the incorporation of wind power into the grid.

Capítulo 1

Introducción

En los últimos años la generación de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovables se ha visto incrementada, en el caso de la energía generada a partir del viento (eólica), se ha tenido un importante auge, en Europa principalmente, cabe señalar que actualmente la capacidad instalada en el mundo es de alrededor de 282 GW [1].

En nuestro país existen varias regiones donde es posible el emplazamiento de parques eólicos para la generación de electricidad, destacando la zona del istmo de Tehuantepec, península de Baja California y Yucatan, así como zonas del altiplano central, iniciándose en los últimos años los primeros emplazamiento para producción de electricidad por este medio, sobre todo en el estado de Oaxaca, por lo que se espera que en los próximos años se de un crecimiento en la capacidad instalada de energía eoloeléctrica en nuestro país, de hecho, en el ultimo año se ha aumentado la capacidad instalada en un 45 %. Ahora bien, con la puesta en marcha de parques eoloeléctricos interconectados a la red se presentan retos en cuanto a la operación de dichas redes, ésto debido a que las características de un aerogenerador son muy diferentes de las características de las plantas de generación eléctrica convencionales (principalmente por la fluctuación en la generación de potencia eléctrica), lo que afecta muchos aspectos de operación y control de la red, es decir la calidad de potencia la cual está definida como la estabilidad de frecuencia y voltaje de la red eléctrica.

1.1 Objetivo del proyecto

Desarrollar un proyecto de investigación para evaluar la penetrabilidad de energía eoloeléctrica, y los efectos de ésta en una red eléctrica, tomando como estudio de caso el sistema eléctrico de Baja California Sur México.

1.2 Objetivos específicos

1.- Evaluar, mediante metodologías reconocidas el potencial eólico del estado de Baja California Sur, México.

2.- Implementar un modelo para el análisis del comportamiento de la red eléctrica cuando se adiciona energía fluctuante proveniente de centrales eoloeléctricas.

3.- Estimar el comportamiento de la red eléctrica ante la incorporación de centrales eólicas a su matriz de generación.

4.- Determinar el porcentaje de penetrabilidad de potencia eoloeléctrica de acuerdo con la capacidad de la red existente.

1.3 Metodología

La metodología utilizada para el desarrollo de este proyecto fue la siguiente:

1.- Localización y Recopilación de los datos anemométricos cuyas lecturas fueron realizadas de acuerdo a la normatividad en la materia.

2.- Análisis de los datos anemométricos mediante metodologías reconocidas.

3.- Estimación de la potencia eoloeléctrica a partir de los datos del viento.

4.- Modelado de parques eólicos en las zonas las que se cuenta con datos , para su posible interconexión a la red

5.- Análisis de flujos de potencia de la red eléctrica de Baja California sur basándose para ello en el programa computacional NEPLAN.

6.- Se efectuó de manera satisfactoria el modelado del ingreso de energía fluctuante a la red eléctrica.

7.- Análisis del comportamiento de la red eléctrica ante el ingreso de energía fluctuante proveniente de centrales eólicas y del impacto de dichos parques en los parámetros eléctricos de la red.

8.- Propuesta de modificaciones, convencionales y novedosas, a la red eléctrica para garantizar el correcto funcionamiento de la misma ante la incorporación de 2 centrales eólicas típicas.

9.- Evaluación de las alternativas propuestas para determinar la viabilidad técnica de las mismas.

1.4 Logros

Se efectuó el análisis de los datos anemométricos para las localidades de San Hilario y El Paso, BCS.

Se modelaron parques eólicos, basados en las mediciones de la velocidad del viento y en las capacidades permitidas por los reglamentos vigentes

Se realizaron evaluaciones del comportamiento de la red eléctrica de BCS a través del tiempo, concluyendo que se dio una modelación confiable de dicha red.

Se cumplió de manera satisfactoria con el objetivo de integrar energía fluctuante a la red eléctrica y analizar el comportamiento de la misma ante dicho ingreso de energía.

Se realizaron estudios y análisis de casos de la integración de energía eólica a la red de BCS desarrollados durante la estancia académica en el Instituto de Ingeniería de la UNAM mediante el uso del software NEPLAN.

Se propusieron, estudiaron y validaron alternativas tecnológicas para integrar cantidades importante de energía eólica a la red de BCS.

1.5 Publicaciones

Los resultados obtenidos en el presente proyecto han sido documentados para su publicación y/o presentación en revistas y congresos internacionales, los cuales se presentan a a continuación:

a) Enviados Para su revisión y posible publicación en Revistas indizadas:

Assessment of the wind power integration into the power grid of Baja California Sur, Mexico. Enviado a: Special Issue of the IEEE Transaction on Sustainable Energy on Large Scale Integration & Regulatory Issues of Variable Power Generation.

Levelised Production Cost as a Function of Capacity Factor for a Stand-Alone Wind-Hydrogen System. Enviado a: International Journal of Green Energy.

b) Presentados en congresos internacionales:

Simulation of Power Grid Integration of Wind Energy at Baja California Sur México. El cual fue presentado en formato oral en el evento: 9th World Wind Energy Conference & Renewable Energy Exhibition“Large-Scale Integration of Wind POWER” organizado por la World Wind Energy Association en Estambul, Turquía, en el año 2010.

1.6 Organización de la tesis

En el capítulo 1 se presenta la introducción al presente trabajo, la organización del mismo, así como lo que se pretende lograr, se incluye una revisión de las investigaciones relacionadas con la evaluación del impacto de los aerogeneradores en la red eléctrica.

En el capítulo 2 se presenta la evaluación del recurso eólico de los sitios anemométricos con los que se cuenta para la realización de este trabajo, incluyendo la metodología utilizada para la evaluación de dicho recurso tal como funciones de distribución de probabilidad y rosa de los vientos.

En el capítulo 3 se realiza una pequeña introducción a los sistemas eléctricos de potencia y los componentes y parámetros que lo integran. Igualmente se presentan algunos métodos utilizados para la resolución de flujos de potencia.

En el capítulo 4 se efectuó el estudio del comportamiento de la red eléctrica, primeramente bajo la configuración original de la misma y posteriormente ante el ingreso de energía fluctuante proveniente de centrales eólicas. Ante la presencia de problemáticas en el funcionamiento de la red por la inyección de energía eólica se propusieron y analizaron alternativas para subsanar las mismas, todo ello con la finalidad de que el sistema eléctrico operara en todo momento dentro de los parámetros de operación que garanticen un funcionamiento adecuado de la red y por ende un servicio de calidad a los usuarios finales.

En el capítulo 5 se efectúa una comparación de los estudios realizados y se presentan los resultados finales de este trabajo.

1.7 Antecedentes

En el ámbito mundial es deseable la implementación de sistemas de generación de energía eléctrica a través del uso de fuentes renovables de energía debido al agotamiento de los combustibles fósiles, el aumento en el costo de éstos últimos y la reducción de los gases de efecto invernadero. En México en los últimos años se han puesto en marcha las primeras centrales eoloelectricas de gran capacidad y existen diversas zonas viables para la generación de electricidad por medios eoloelectricos. Por ello, es prioritario desarrollar metodologías para evaluar el impacto en la red eléctrica cuando se ponen en operación centrales eolicas de mediana y alta capacidad interconectadas a la red y estimar la contribución de dichas centrales en el desarrollo futuro de la red eléctrica.

El incremento de la capacidad instalada en nuestro país ha sido de los mas importantes en el mundo. Actualmente en México se cuenta con 1370 MW eoloelectricos de capacidad instalada, de la cual el 97 % está instalada en el estado de Oaxaca [2].

Ahora bien, con la puesta en marcha de parques eoloelectricos interconectados a la red eléctrica se presenta retos en cuanto a la operación de dichas redes, esto debido a que las características de un aerogenerador resultan muy diferentes de las características de las plantas de generación eléctrica convencionales. En la generación de potencia eléctrica a partir del viento, principalmente se presentan fluctuación hacia el suministro de la carga ya que el recurso eólico es intermitente y con variaciones que afectan la operación y control de la red. La calidad de potencia, definida como la estabilidad de la frecuencia, el voltaje y la intensidad de la corriente, se puede ver afectada por las fluctuaciones en la entrega de potencia al sistema [3]. Así, en el caso de la energía eoloelectrica, una alta penetración en la red eléctrica requiere un cambio en el diseño y manejo del sistema eléctrico tales como: protección de los componentes, despachabilidad, interrupción, suministro, entre otros.

Se pueden identificar como los principales problemas que ocurren cuando se tienen altos porcentajes de penetrabilidad de energía eoloelectrica [4] [5]:

- Las variaciones en la potencia generada por el viento causan fluctuaciones de voltaje en la red conocidas como *flicker*. Las rápidas variaciones de voltaje pueden dañar equipo eléctrico sensible a las variaciones de voltaje. Cabe indicar que en redes eléctricas no robustas un solo aerogenerador puede producir *flicker*

que impactan la operación del suministro eléctrico.

- En las instalaciones eoloeléctricas existen momentos en donde la potencia generada excede el consumo de la carga provocando un aumento del voltaje más allá de la capacidad de la red eléctrica. En ese momento el emplazamiento eoloeléctrico tiene que ser retirado del suministro eléctrico provocando variaciones en frecuencia y voltaje.

Así, se puede decir que el principal problema por una alta penetrabilidad eoloeléctrica es que un parque eoloeléctrico puede producir alteraciones en los parámetros de la red los cuales no pueden ser contrarrestados por las unidades de control de la misma, lo cual ha sido reportado en sistemas autónomos de pequeña escala, menor a 1 kV [6]).

Para niveles de penetración altos, los parques eoloeléctricos puede afectar la calidad de la potencia entregada a pesar de estar conectados a una red eléctrica robusta como lo indican algunos estudios de caso en las modernas redes europeas [7]. Estos mismos estudios indican que no ocurren problemas técnicos en la operación con una penetración de energía eoloeléctrica del 10-20 % para dichas redes.

Strbac *et al.* [8] estudiaron los costos y beneficios de la generación eoloeléctrica en el sistema eléctrico del Reino Unido, asumiendo para dicho estudio diferentes niveles de la capacidad eoloeléctrica instalada. En su investigación encontraron que el costo de la electricidad al consumidor sólo aumentaría un 5 % si un 20 % de la energía del sistema eléctrico se produce mediante aerogeneradores, por lo que puede verse que una alta penetrabilidad de la energía eólica no tiene porque representar un aumento significativo en el costo de la electricidad no obstante la intermitencia del recurso o el mayor costo asociado a las plantas de generación eoloeléctrica.

Slootweg y Klin [9] estudiaron el efecto de reemplazar, en un sistema eléctrico teórico, generadores síncronos por aerogeneradores de velocidad fija y variable, observando que la energía eoloeléctrica mejoraba el amortiguamiento o disipación de oscilaciones en sistemas robustos y en redes interconectadas, mientras que en redes no robustas no se presentaba este efecto, concluyendo además que con aerogeneradores de velocidad fija, el amortiguamiento o disipación de las oscilaciones mejora, en comparación con el uso de aerogeneradores de velocidad variable.

Martínez de Alegría *et al.* [10] estableció que existen tres principales retos para lograr la máxima salida de potencia eoloeléctrica y por lo tanto el máximo aprovechamiento, a saber:

- a) Control de voltaje y potencia reactiva.
- b) Control de frecuencia.

c) Control de fallas (*ride-trough*).

así mismo establece que uno de los problemas mas importantes a tratar en una central eoloeléctrica es la caída de voltaje en la red, ya que una falla en este sentido puede propagarse sobre grandes áreas geográficas y la desconexión de centrales eoloeléctricas por fallas es su operación puede ocasionar problemas serios para la seguridad de la red, ya que una gran cantidad de energía sería desconectada simultáneamente. En este sentido Akhmatov [12] mostró, al estudiar el comportamiento del voltaje en redes con penetración eoloeléctrica, que cuando una gran cantidad de la potencia eoloeléctrica de un sistema es provista por pequeños y aislados aerogeneradores con generadores asíncronos, es mas conveniente desconectar dichos elementos durante las caídas de voltaje, debido a que la demanda de potencia reactiva disminuye, aumentando el valor del voltaje en el sistema eléctrico.

En el 2005 Jauch *et al.* [11] evaluó el comportamiento de la red nórdica eléctrica, incluyendo para el estudio sólo las centrales eoloeléctricas instaladas y conectadas en el este de Dinamarca, simulando fallas en el sistema eléctrico (cortos circuitos en diferentes partes de la red) obtuvieron información de como dichas fallas afectan a los aerogeneradores y como la respuesta de dichos aerogeneradores impacta el comportamiento post-falla del sistema eléctrico nórdico, concluyen que incrementar la generación eoloeléctrica con base en aerogeneradores de velocidad fija lleva fuertes oscilaciones de la red ya que este tipo de aerogeneradores normalmente no cuentan con equipo sofisticado de control.

En este mismo sentido, Fernández *et al.* [13] analizaron el comportamiento dinámico de la frecuencia en un sistema simple el cual contaba con una alta penetración de energía eoloeléctrica. En este trabajo modelaron diferentes tipos de generación eoloeléctrica, encontrando bajo un análisis de eigenvalores, y utilizando un sistema de pruebas para analizar sistemas de potencia, que si se aplica energía eoloeléctrica a través de turbinas que tengan generadores de doble alimentación se puede obtener una mejor respuesta en frecuencia que si se utilizan aerogeneradores con generador tipo jaula de ardilla. En la figura 1.1 se muestra el sistema de prueba utilizado por Fernandez.

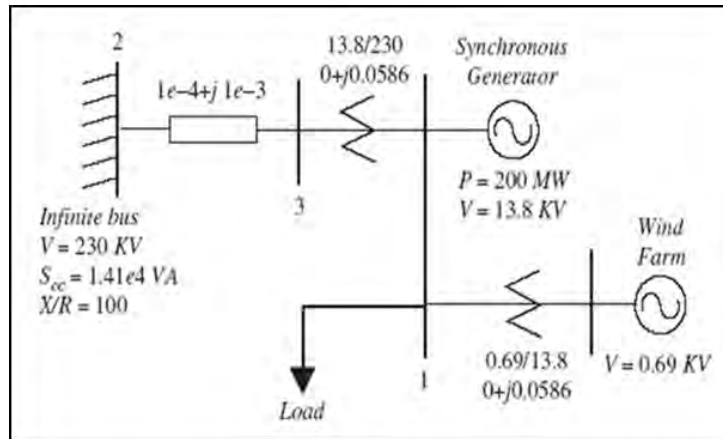


Figura 1.1 Diagrama del sistema de prueba de Fernández *et al.*

En el 2006 Kaldellis [14, 15] estudió la penetrabilidad eoloeléctrica en redes basadas en centrales térmicas. Mediante un análisis del comportamiento de la carga y de la generación de las centrales térmicas en su mínimo técnico de producción Kaldellis determinó la máxima cantidad de energía eoloeléctrica que podría ser tomada por la red. Igualmente mostró la relación que existe entre la cantidad de energía eoloeléctrica absorbida y los parámetros de forma k y de velocidad c , de la función de distribución de Weibull asociada a los datos anemométricos del sitio en cuestión, observando que la energía absorbida es directamente proporcional al parámetro de velocidad c , siendo esta amplificación de energía absorbida más alta cuando se presentan aumentos en los valores de k tal y como se muestra en la figura 1.2.

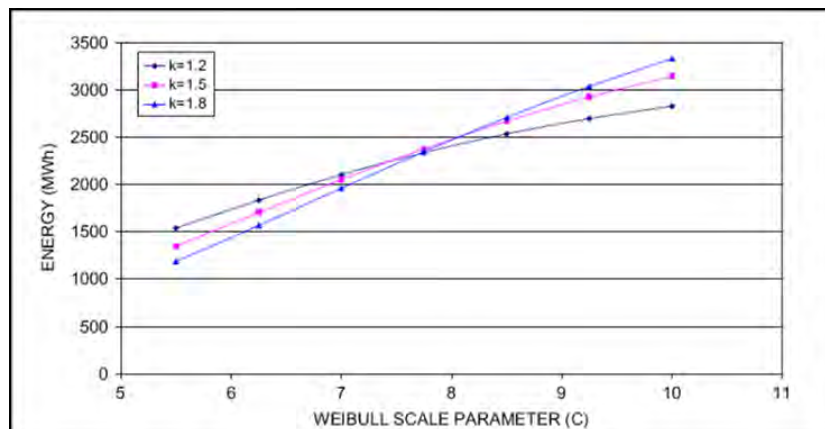


Figura 1.2 Impacto del parámetro de escala c en el despacho de energía eoloeléctrica para una isla griega [14]

En el sistema eléctrico nórdico, el cual es un sistema robusto con países interconectados (Dinamarca, Noruega, Alemania y Suecia) se han estimado niveles de penetración mayores que 30 % y en particular hasta un 50 % para el caso del oeste de Dinamarca [16] [17]. Dicha penetración se ha logrado a través de una combinación de refuerzos de la red y el uso de Buffers de energía los cuales permiten trasladar excesos de producción de energía a zonas donde la demanda es alta, incluso de país a país. Sin embargo este nivel de penetrabilidad es en gran parte factible debido a la interconexión de varios sistemas y por tanto su gran robustez.

En el caso de redes aisladas, o inclusive sistema no robustos, no es posible una alta penetrabilidad de la generación eoloeléctrica debido a que las red no es capaz de disipar los procesos transitorios que tienen lugar en la propia operación de las centrales eoloeléctricas. Sin embargo, se puede pensar que existe un máximo de factor de penetración que es función de la disponibilidad del recurso eólico, de la capacidad eólica instalada, de la operación de las centrales eoloeléctricas y del comportamiento de la demanda del suministro eléctrico por la carga [18], antes de que ocurra un desbalance significativo en la operación de la red eléctrica.

En el presente proyecto se propone analizar el efecto que tendría lugar en una red eléctrica no robusta la penetración de centrales eoloeléctricas interconectadas a la misma. Se tendrá como estudio de caso el sistema eléctrico en el estado de Baja California Sur, México.

En el siguiente capítulo se dará una introducción al recurso eólico de Baja California Sur, igualmente se efectuara el análisis de los datos anemométricos de dicha entidad.

Capítulo 2

Recurso eólico en Baja California Sur

2.1 El estado de Baja California Sur

El estado de Baja California Sur (BCS) se ubica al Noroeste del territorio mexicano, ocupando la mitad Sur de la Península de Baja California. Limita al Norte con el estado de Baja California situado por encima del paralelo 28N, al Este con el Mar de Cortés, y al Sur y Oeste con el Océano Pacífico, la Figura 2.1 muestra la ubicación geográfica del estado de Baja California Sur, se extiende por una superficie de $73\,475\text{ km}^2$, ocupando un 3.8% del territorio mexicano, su relieve característico en sierra y planicie costera con una altitud mínima al nivel del mar y una máxima de 2080 m. El estado de BCS presenta vientos dominantes en primavera, provenientes del Oeste y Sur; en verano, del Sur y Suroeste; en otoño, del Noroeste; y en invierno, del Norte y Noroeste [19].



Figura 2.1 El estado de Baja California Sur, México

2.2 Sitios anemométricos en BCS

El potencial eólico del país no ha sido evaluado de manera exhaustiva. Se han realizado, sin embargo, evaluaciones del recurso en regiones específicas. En particular el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos ha coordinado la realización de mapas eólicos para Oaxaca, Baja California Sur, las costas de Yucatán y de Quintana Roo y las franjas fronterizas de los estados de Baja California, Sonora y Chihuahua. Las posibilidades de desarrollo de la energía eólica en el corto y en el mediano plazo en México dependen no sólo del potencial físico del recurso, sino también de la capacidad industrial y de la capacidad del sistema eléctrico para absorber la electricidad generada, sin poner en riesgo la seguridad y la estabilidad del sistema. La factibilidad económica de estos proyectos dependerá de los mecanismos regulatorios y del acceso a los instrumentos internacionales relacionados con la mitigación del cambio climático [20]. Para el caso de Baja California Sur se han realizado estudios del potencial eólico de la región mostrando que la entidad presenta condiciones favorables para el desarrollo de centrales eólicas [21].

Debido a que en este proyecto se estudia la inyección de energía eoloelectrónica a la red eléctrica, ya existente, de Baja California Sur, se efectuó la recopilación y análisis de datos anemométricos pertenecientes a dicha entidad. En este sentido, se recurrió a la base de datos anemométricos del Instituto de Investigaciones Eléctricas [22]. Para la realización de este proyecto se cuenta con los datos anemométricos de dos estaciones de medición, éstas estaciones se encuentran ubicadas

en los sitios denominados El Paso y San Hilario, ambos ubicados en el municipio de La Paz, BCS., los datos de las estaciones anemométricas se resumen en la Tabla 2.1, mientras que las Figuras 2.2 y 2.3 representan la ubicación geográfica de dichos sitios en BCS. La Figura 2.4 representa la velocidad del viento para la localidad de El Paso durante un año completo, es necesario aclarar que los datos anemométricos son tomados cada segundo, siendo posteriormente registrados cada 10 minutos; como el promedio de las mediciones en dicho período de tiempo.



Figura 2.2 Localización del sitio San Hilario en BCS



Figura 2.3 Localización del sitio El Paso en BCS

Tabla 2.1 Estaciones anemométricas BCS

| | A)San Hilario | B)El Paso |
|--------------------|---------------|---------------|
| Altura de medición | 15 m | 15 m |
| Latitud | 24° 20'05" | 24° 03'10" |
| Longitud | 110° 59'57" W | 110° 35'08" W |
| asnm | 142 m | 275 m |

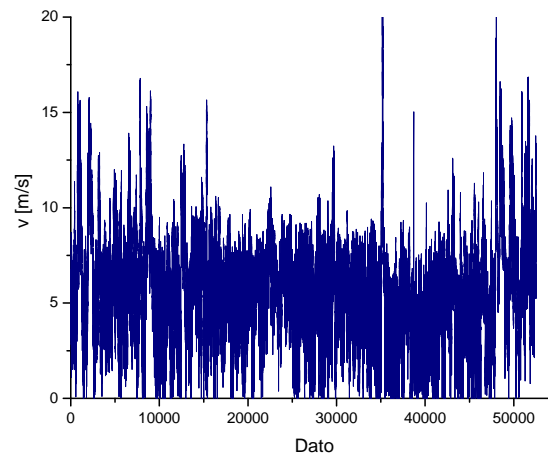


Figura 2.4 Velocidad del viento para el año 2007 localidad de El paso BCS

2.3 Perfil de ley de potencia

La velocidad del viento no varía linealmente con la altura ya que a alturas bajas la velocidad del viento es influenciada por la topografía u objetos que se encuentren en la superficie, un ejemplo de lo anterior puede apreciarse en la Figura 2.5).

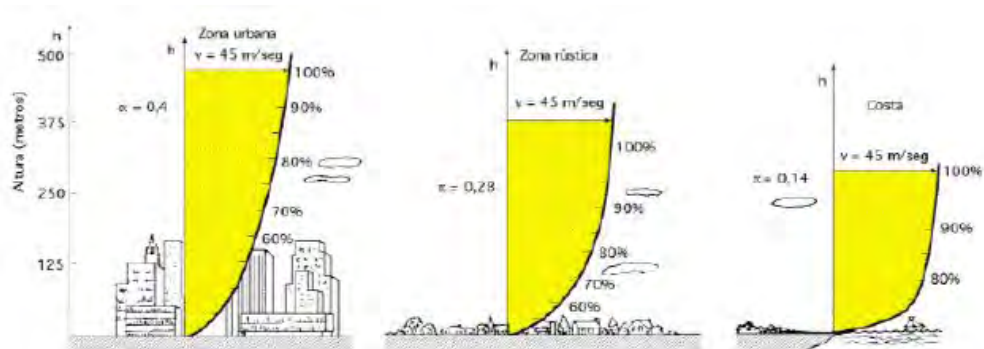


Figura 2.5 Influencia del terreno en la velocidad del viento

La ley de potencia modela el perfil vertical de la velocidad del viento. Este modelo fue propuesto por Hellman en 1915 [23] y se usa para estimar la velocidad del viento a una determinada altura con base en datos medidos a una altura dada, se expresa mediante:

$$v = v_{ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^{\alpha}, \quad (2.1)$$

donde v [m/s] es la velocidad del viento a la altura deseada, v_{ref} [m/s] es la velocidad del viento a la altura de referencia donde se cuenta con mediciones, h [m] es la altura a la cual se desea estimar la velocidad del viento, h_{ref} [m] es la altura de referencia y α [-] es el índice de la ley de potencia para la velocidad del viento, el cuál depende de la rugosidad del terreno. Se ha encontrado que el valor de α varía en relación al tipo de terreno por donde pasa el viento y por el efecto de varios parámetros como la elevación, la hora del día, la estación del año, la direccionalidad de viento, entre otros [24]. Se han desarrollado métodos para determinar el valor de α , sin embargo algunos investigadores sugieren que el cálculo de este índice debe ser simple y obtenido empíricamente, por lo que es común usar el valor de α que más se ajuste a los datos disponibles usando para ello tablas que relacionan el tipo de terreno y el valor de α correspondiente, tal y como se muestra en la Tabla 2.2 [25].

Tabla 2.2 Índice de ley de potencia según el tipo de terreno

| Tipo de terreno | α [-] | h_0 [mm] |
|--------------------------------------|--------------|------------|
| Lugares llanos con hielo o hierba | 0.08 a 0.12 | 3.00 |
| Lugares llanos (mar, costa) | 0.14 | 6.00 |
| Terrenos poco accidentados | 0.13 a. 0.16 | 30.00 |
| Zonas rústicas | 0.20 | 800 |
| Terrenos muy accidentados y ciudades | 0.25 a. 45 | 1500 |

A continuación se presentan dos métodos para el cálculo del valor de α .

- a) Correlación para el exponente de la ley de potencia como una función de la velocidad y de la altura. Justus en 1978 [26] propuso la obtención del parámetro α mediante la siguiente relación empírica:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(v_{ref})}{1 - 0.088 \ln(\frac{h_{ref}}{10})}. \quad (2.2)$$

Los valores numéricos en la ecuación 2.3 son valores empíricos determinados por Justus.

- b) Correlación dependiente de la rugosidad de la superficie. En el trabajo de Counihan [27] se propone el cálculo de α mediante la siguiente expresión empírica:

$$\alpha = 0.096 \log_{10} h_0 + 0.016(\log_{10} h_0)^2 + 0.24. \quad (2.3)$$

donde h_0 [mm] es la longitud de la rugosidad del terreno. Cabe señalar que la correlación 2.2 depende de datos medidos de velocidad del viento a una cierta altura, mientras que la correlación 2.3 depende de la rugosidad del terreno.

2.4 Evaluación de datos anemométricos

Los datos anemométricos son registrados por el equipo de recolección de datos como el promedio de dichas mediciones durante 10 minutos. Lo anterior, genera una extensa base de datos para cada estación anemométrica, la simple obtención de estas mediciones no significa una determinación por si mismas de las características anemométricas de un sitio dado, por ello, es necesario, la evaluación de los datos anemométricos mediante metodologías reconocidas. En este sentido, existen diversos métodos para resumir los parámetros eólicos de un sitio dado en una forma compacta, métodos de análisis estadísticos y caracterización del recurso eólico.

2.4.1 Distribución de WEIBULL

Atendiendo a la recomendación de la norma internacional IEC-61400-12 de la comisión electrotécnica internacional [28] se efectuó la reducción estadística de los datos de velocidad de viento.

Para tal fin se obtuvo la función de distribución de Weibull para los datos de velocidad de viento de los sitios mencionados. La función de distribución de Weibull esta dada por:

$$F_W(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right), \quad (2.4)$$

donde $v[m/s]$ es la velocidad del viento, $c[m/s]$ es el parámetro de escala de weibull, y $k[-]$ es el parámetro de forma de la distribución de Weibull.

Para determinar los parámetros k y c , se recurre al método del análisis de la desviación estándar, la cual relaciona la desviación estándar con la velocidad media del viento mediante la ecuación 2.5 [29].

$$\frac{\sigma}{\bar{v}} = \frac{\sqrt[2]{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.5)$$

donde $\sigma[m/s]$ es la desviación estandar del conjunto de datos de velocidad del viento, $\bar{v}[m/s]$ es la velocidad media del viento y Γ es la función Gamma. La relación entre k y c está dada por:

$$\frac{k}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.6)$$

Al efectuar el análisis de la función de distribución de Weibull para las localidades de EL Paso y San Hilario se obtuvieron tanto los parámetros c y k como los parámetros estadísticos para ambos sitios, los cuales son mostrados en la Tabla 2.3. Las Figuras 2.6 y 2.7 muestran la función de distribución de Weibull para los sitios de estudio, puede observarse que existe una buena correlación entre la función encontrada y los datos contenidos en la base de datos anemométrica.

Tabla 2.3 Parámetros estadísticos y de Weibull de los sitios anemométricos, altura 15m.

| Parámetro | San Hilario | El Paso |
|----------------|-------------|---------|
| $\bar{v}[m/s]$ | 3.28 | 4.37 |
| $\sigma[m/s]$ | 1.93 | 2.09 |
| $c[m/s]$ | 3.64 | 4.93 |
| $k[-]$ | 1.74 | 2.20 |

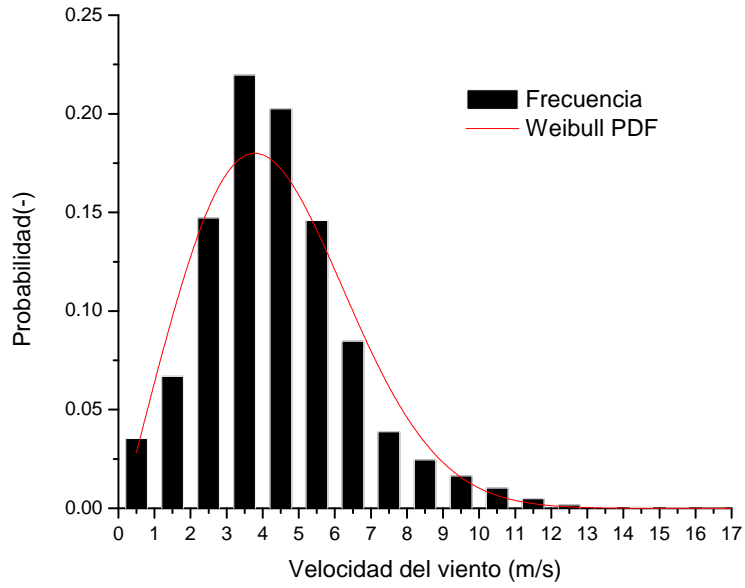


Figura 2.6 Distribución de Weibull para El paso BCS. altura 15m.

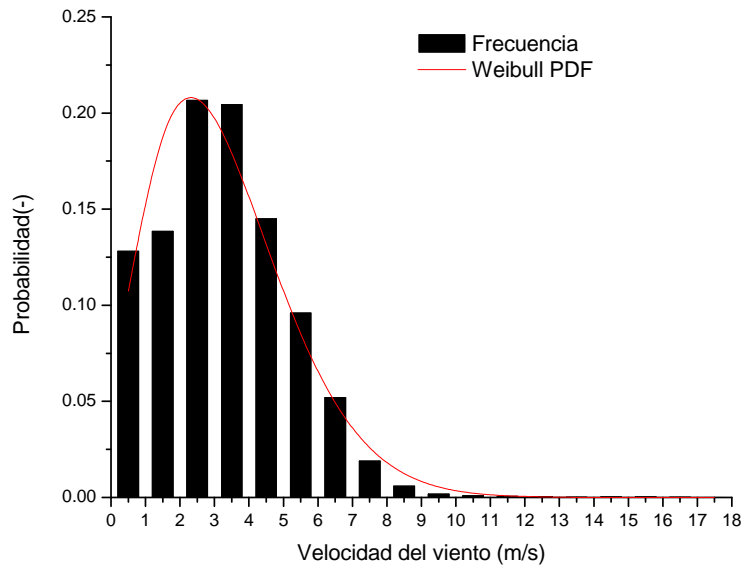


Figura 2.7 Distribución de Weibull para San Hilario BCS. altura 15m.

Cabe recordar, de acuerdo con la Tabla 2.1, que las mediciones de la velocidad del viento fueron efectuadas a una altura sobre el terreno de 15m, los datos de la velocidad del viento a esta altura son insuficientes para el aprovechamiento comercial a gran escala de la energía eólica, ya que los grandes aerogeneradores se sitúan a decenas de metros de altura, en este caso se estudiará el impacto en la red eléctrica de centrales eólicas conformadas por turbinas en el orden de 1 MW, dichas turbinas requieren que su buje este colocado en el orden de los 85 metros de altura, razón por la cual es necesario estimar la velocidad del viento a esa altura, por ello, se utilizó la ecuación 2.1 para determinar la velocidad del viento a la altura de 85 metros tomando como referencia la velocidad del viento a 15 metros. Es claro que al realizar la estimación de la velocidad del viento a la nueva altura los parámetros estadísticos y la función de distribución de Weibull para ambos sitios se modifican, así, al aplicar las ecuaciones 2.4, 2.5 y 2.6 a la estimación de la velocidad del viento a una altura de 85 metros se hallaron los parámetros de la función de Weibull para dichos datos. En la Tabla 2.4 se presentan los parámetros estadísticos y de Weibull obtenidos. Mientras tanto las Figuras 2.8 y 2.9 representan la función de distribución de Weibull de las velocidades del viento para una altura de 85 m.

Tabla 2.4 Parámetros estadísticos y de Weibull de los sitios anemométricos, altura 85m.

| Parámetro | San Hilario | El Paso |
|----------------|-------------|---------|
| $\bar{v}[m/s]$ | 5.71 | 6.52 |
| $\sigma[m/s]$ | 2.55 | 2.67 |
| $c[m/s]$ | 3.64 | 4.93 |
| $k[-]$ | 1.74 | 2.20 |

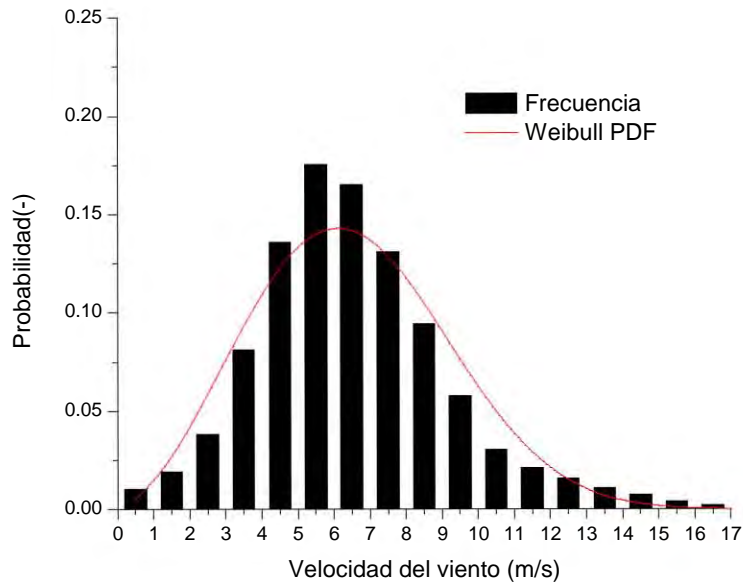


Figura 2.8 Distribución de Weibull para El paso BCS. altura 85m.

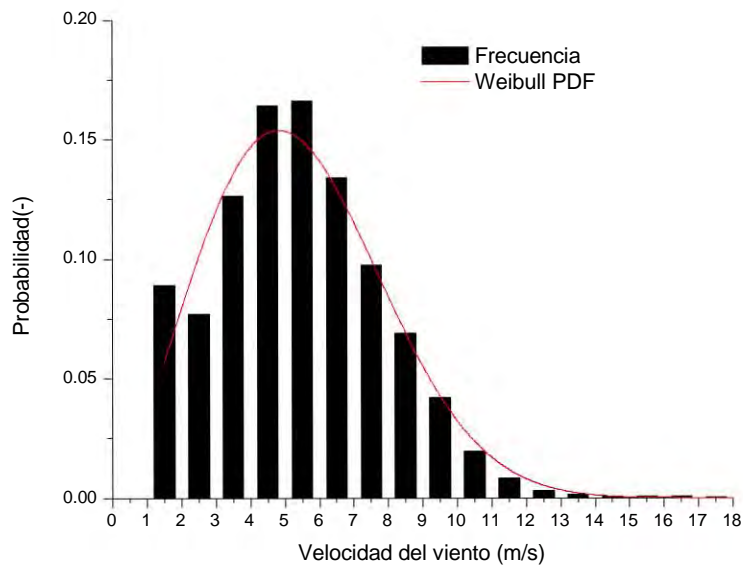


Figura 2.9 Distribución de Weibull para San Hilario BCS. altura 85m.

2.4.2 Rosa de los vientos

La rosa de los vientos es una gráfica que muestra la frecuencia de las direcciones del viento en un sitio dado, analizar la rosa de los vientos es muy útil para situar aerogeneradores en un sitio. ya que si una gran parte de la energía en el viento viene de una dirección en particular, entonces se querrá tener el menor número posible de obstáculos en esa dirección, cuando se colocan los aerogeneradores en el emplazamiento [3]. Por lo tanto como parte del estudio de los datos anemométricos disponibles para BCS, se determinó la rosa de los vientos para los sitios de El Paso y San Hilario los cuales se muestran respectivamente en las Figuras 2.10 y 2.11. Puede observarse que para la localidad de El Paso el recurso eólico "sopla" predominantemente en dos direcciones, del suroeste y del noroeste, mientras que para la localidad de San Hilario el viento proviene predominantemente del oeste-noroeste.

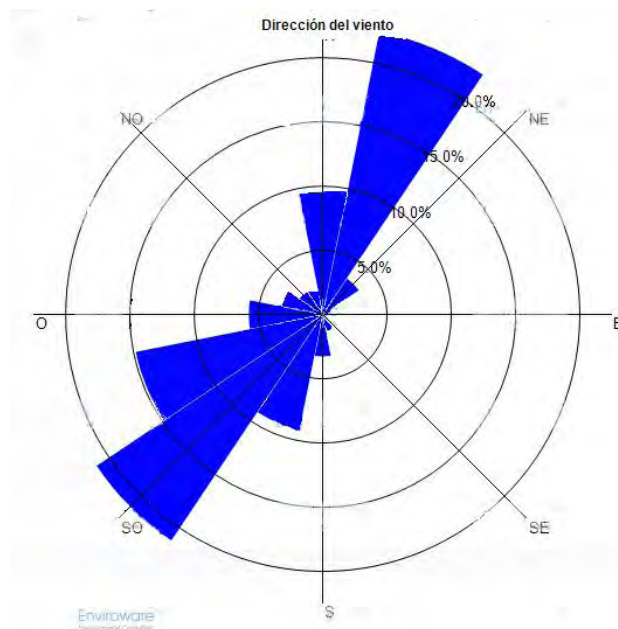


Figura 2.10 Rosa de los vientos para El Paso

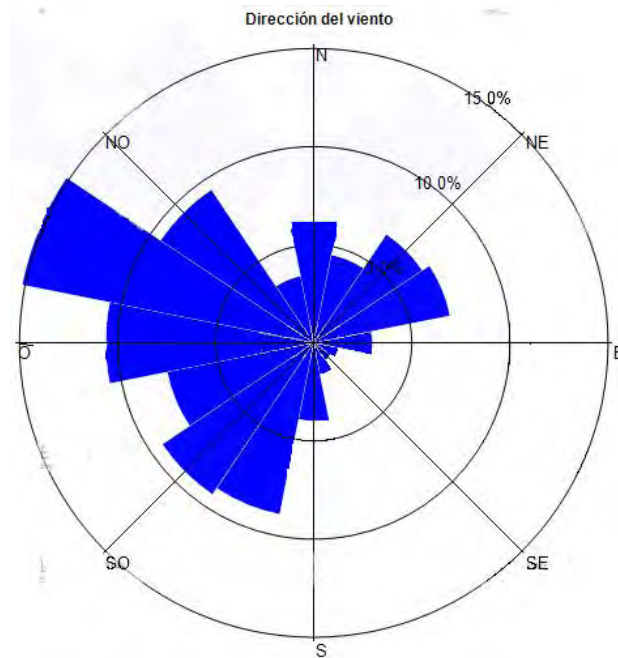


Figura 2.11 Rosa de los vientos para San Hilario

En el presente capítulo se realizó el análisis del recurso eólico de Baja California Sur, atendiendo a la normativas existente lo cual nos da la pauta para determinar las principales características del recurso eólico de los sitios anemométricos bajo estudio, lo cual sentara las bases para la implementación de aerogeneradores en la red eléctrica de Baja California Sur.

Capítulo 3

Sistemas eléctricos de potencia

En 1878 Thomas A. Edison comenzó sus trabajos en alumbrado público y formuló el concepto de una estación generadora de energía ubicada centralmente, con un alumbrado distribuido que diera servicio a un área circundante. En octubre de 1879 perfeccionó su sistema de alumbrado y la apertura de su histórica estación de Pearl Street, en 1892, marco el principio de la industria eléctrica [30]

Un sistema eléctrico de potencia debe ser capaz de transmitir la potencia activa de los generadores a las cargas manteniendo las tensiones dentro de los límites de operación.

En su contexto más general, un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) puede ser visualizado como la interconexión entre fuentes de generación y áreas de carga a través de líneas de transmisión, ver Figura 3.1, así un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras, que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas generadoras a los puntos de consumo, igualmente incluye el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas [31]. El manejo y operación de un SEP implica un gran reto, además de ser una tarea compleja que enfrentan los ingenieros e investigadores en el área. Un entendimiento pleno de los diversos problemas de estabilidad que se presentan dentro de los SEPs, y la manera en que éstos se interrelacionan, es de vital importancia para el funcionamiento adecuado de un sistema de potencia.

La estabilidad de un sistema de potencia es la capacidad de un sistema de energía eléctrica, con una condición de funcionamiento inicialmente dada, para recu-

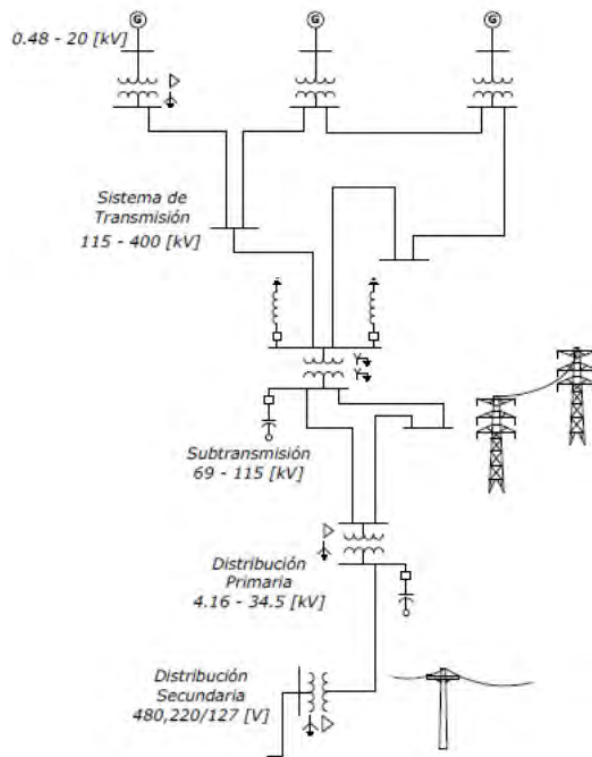


Figura 3.1 Sistema eléctrico de potencia

perar un estado de equilibrio de funcionamiento después de haber sido sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema delimitadas por lo que prácticamente todo el sistema se mantiene intacto [32].

Si bien la estabilidad de un SEP no comprende un solo problema, tratarlo como tal conduce a un planteamiento intratable debido a la complejidad y dimensiones del modelo resultante. Por esta razón, es de gran utilidad realizar ciertas simplificaciones y divisiones de estudio, lo cual permite reducir la magnitud del problema captando a detalle sólo los factores que influyen significativamente en el estudio de caso, además de optar por técnicas de análisis convenientes que reúnan las características necesarias para los fines que se persiguen. Los problemas de estabilidad en los sistemas de potencia se pueden clasificar en 3 grandes grupos:

- 1) Problemas de estabilidad de ángulo.
- 2) Problemas de estabilidad de voltaje, y

- 3) problemas de estabilidad de frecuencia.

En este trabajo nos enfocamos al análisis de estabilidad de voltaje, el cual se divide en 2 grandes grupos en cuanto a la naturaleza de la causa que origina el problema de estabilidad.

- a) La estabilidad de voltaje ante grandes disturbios: está dirigida al estudio de los problemas que tengan como origen un incidente relacionado con la salida, por ejemplo de una línea de transmisión, de una central generadora, o un corto circuito en el sistema.
- b) La estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios: se encarga de analizar las situaciones que tengan relación con incrementos súbitos de carga o consecuencias que se deriven de esto. Un análisis que se encuentre englobado dentro de esta clasificación tiene la finalidad de determinar el comportamiento de los diferentes elementos en un instante específico de tiempo.

3.1 Flujos de potencia

Uno de los métodos más utilizados en el análisis de los sistemas eléctricos de potencia es la utilización de la herramienta denominada flujos de potencia.

Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas eléctricos de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La principal información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de voltaje en cada nodo, así como, las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea de transmisión [33]. El análisis del flujo de potencias permite:

- 1) Programar las ampliaciones necesarias del SEP y determinar su mejor modo de operación, teniendo en cuenta posibles nuevos centros de carga, nuevas líneas de transmisión o nuevas centrales generadoras.
- 2) Estudiar los efectos sobre la distribución de potencias, cuando se producen pérdidas temporales de generación o circuitos de transmisión.
- 3) Determinar los programas de despacho de carga para obtener un funcionamiento óptimo de la red.

El problema de flujos de potencia se resuelve para determinar los voltajes complejos en estado estable en todos los nodos de la red, de la cual se calculan los flujos

de potencia activa y reactiva en cada línea de transmisión y transformador [34]. El conjunto de ecuaciones que representan el sistema de energía son no lineales. Para la mayoría de los propósitos prácticos, los métodos de flujos de potencia explotan las propiedades nodales de la red de los equipos de alimentación [35]. Para el análisis de los flujos de potencia, se debe primero analizar a los elementos que conforman el sistema, principalmente:

- Generadores.
- Transformadores.
- Líneas de Transmisión.
- Cargas.
- Nodos.

Posteriormente, se debe realizar un esquema del problema:

- Seleccionar las máquinas generadoras que trabajaran en un estado de funcionamiento del sistema, ya que no todas las unidades de generación operan al mismo tiempo.
- Determinación de la carga.
- Asignación del nodo *slack* (nodo que asume todas las pérdidas que se presentan), y los nodos de generación.

El siguiente paso es modelar el sistema, para lo cual se requiere:

- Plantear una configuración del sistema de transmisión.
- Determinar los voltajes de la red y los flujos de potencia en los elementos, con lo cual se puede determinar las pérdidas en el sistema e identificar y determinar las variables de estado.

Considere la Figura 3.2 la cual representa un sistema de potencia elemental de 2 nodos (a) y su circuito equivalente (b).

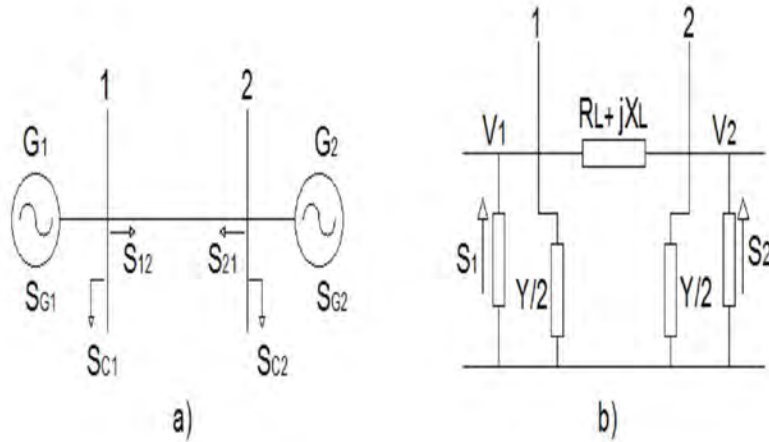


Figura 3.2 Sistema de potencia de 2 nodos (a) y su circuito equivalente (b)

Las potencias complejas en los nodos 1 y 2 de la figura 3.2 a) están dadas por:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= \dot{S}_{G1} - \dot{S}_{C1} = (P_{G1} - P_{C1}) + j(Q_{G1} - Q_{C1}) = P_1 + jQ_1 \\ \dot{S}_2 &= \dot{S}_{G2} - \dot{S}_{C2} = (P_{G2} - P_{C2}) + j(Q_{G2} - Q_{C2}) = P_2 + jQ_2 \end{aligned} \quad (3.1)$$

mientras que del circuito de la figura 3.2 b) se puede escribir:

$$\begin{aligned} \frac{S_1^*}{V_1^*} &= \frac{P_1 - jQ_1}{V_1^*} = \dot{V} \frac{Y}{2} + \frac{\dot{V}_1 - \dot{V}_2}{R_L + jX_L} \\ \frac{S_2^*}{V_2^*} &= \frac{P_2 - jQ_2}{V_2^*} = \dot{V} \frac{Y}{2} + \frac{\dot{V}_2 - \dot{V}_1}{R_L + jX_L} \end{aligned} \quad (3.2)$$

donde $S[MW]$ es la potencia compleja, $V[V]$ es el voltaje aplicado en los nodos 1 y 2, $P[MW]$ es la potencia activa aplicada en los nodos 1 y 2, $Q[MVA]$ es la potencia en los nodos 1 y 2, $R[Ohms]$ es la parte resistiva de la impedancia, $X_L[Ohms]$ es la reactancia inductiva y $Y[S]$ es la admitancia de la línea de transmisión. Si se analizan las ecuaciones de flujos de potencia (3.1 y 3.2) podemos establecer que tienen una serie de características particulares entre las que se pueden mencionar:

- 1) Las ecuaciones son no lineales, siendo necesario para su cálculo utilizar métodos numéricos
- 2) Las ecuaciones de potencia son de tipo algebraicas, $f(x)=0$.

- 3) La solución de las ecuaciones de flujo de carga deben satisfacer la condición energética del sistema, tal que:

$$\sum P_{gen} = \sum P_{carga} + p\acute{e}rdidas$$

$$\sum Q_{gen} = \sum Q_{carga} + p\acute{e}rdidas$$

El sistema de 4 ecuaciones tiene 12 variables por lo que no es posible obtener una solución a menos que se fije de antemano algunas variables, por ejemplo P y Q del generador 2, es imposible fijar las variables de todos los generadores pues no se conocen las pérdidas del sistema.

- 4) Los flujos de potencia en las líneas de transmisión son función de los voltajes nodales en magnitud y ángulo.
- 5) En el estudio de flujo de potencia existen 3 clases de variables [36]:
- a) Variables no controlables: son aquellas que dependen de los usuarios finales de la red, como la demanda del sistema.
 - b) Variables de control (independientes): son aquellas que pueden ser sujetas a manipulaciones para el control efectivo del sistema de potencia.
 - c) Variables dependientes; Son aquellas que depende de las variaciones de la potencia, por ejemplo los valores de voltaje en el sistema de potencia

Para efectuar el cálculo de flujos en un sistema de potencia es necesario considerar los apartados siguientes.

3.1.1 Tipos de nodo

Asociados a cada nodo i de un sistema de potencia (red eléctrica) existen cuatro variables de red, las cuales son:

P_i : Potencia activa neta inyectada.

Q_i : Potencia reactiva neta inyectada .

V_i : Magnitud de voltaje.

θ_i : Ángulo de voltaje.

Solamente dos de estas variables pueden definirse, el problema del flujo de potencia se resuelve el encontrar las dos variables restantes para cada nodo del sistema. Según las variables asignadas y las variables por calcular los nodos se clasifican de la manera siguiente [35]:

- 1) Nodos de Carga (Tipo P-Q): P_i y Q_i son conocidas; V_i y θ_i son las incógnitas
- 2) Nodos de voltaje controlado (Tipo P-V): P_i y V_i son conocidas; Q_i y θ_i son las incógnitas.
- 3) Nodo Slack: V_i y θ_i están especificados; P_i y Q_i constituyen las incógnitas. En este tipo de nodo debe estar presente al menos un generador. La necesidad de definir este nodo se basa en el hecho de que no es posible especificar, a priori, la potencia total que es necesario generar en el sistema debido a que inicialmente no se conocen las pérdidas en el mismo. El nodo slack debe suministrar la diferencia entre la potencia compleja inyectada al sistema y la carga total requerida más las pérdidas en el sistema eléctrico. A este nodo se le conoce también como: nodo de referencia, oscilante, de relajación.

3.1.2 Generadores

Se consideran como las fuentes de potencia en el sistema eléctrico.

3.1.3 Líneas de transmisión

Se representan normalmente con base en su circuito nominal π nominal. en la figura se muestra la el circuito equivalente para una líneas que une a los nodos i y k de un sistema de potencia. En algunos casos basta representar la línea por su impedancia serie tal y como se muestra en la Figura 3.3.

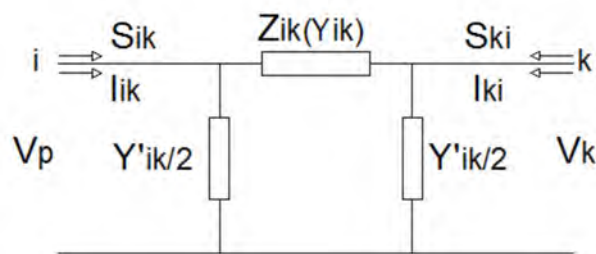


Figura 3.3 Circuito equivalente de una línea de transmisión para flujos de potencia

3.2 Métodos de solución

Los métodos numéricos iterativos, son aquellos que encuentran la solución de un problema a través de una sucesión infinita de aproximaciones, así un método

iterativo trata de resolver un problema (como una ecuación o un sistema de ecuaciones) mediante aproximaciones sucesivas a la solución, empezando desde una estimación inicial. Estos métodos consisten en asignar valores iniciales a las variables y a través de las ecuaciones iterativas establecer los nuevos valores de la variable repitiendo el proceso hasta que las variables se encuentren dentro de un cierto rango específico.

Los métodos numéricos más utilizados en la resolución de flujos de potencia son el método de Gauss Jacobi, Gauss-Seidel y el método de Newton-Raphson, de los cuales éste último es el más complejo y es el que será utilizado en la evaluación del sistema eléctrico de BCS en el siguiente capítulo.

3.2.1 Método de Newton-Raphson

Sea un sistema de ecuaciones tal que:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \end{aligned} \quad (3.3)$$

Si se establece un vector solución preliminar de la forma:

$$[x^0] = [x_1^0 x_2^0 \dots x_n^0] \quad (3.4)$$

al que le falta una componente $[\Delta x^0] = [\Delta x_1^0 \Delta x_2^0 \dots \Delta x_n^0]$ para llegar a la solución correcta, se tiene que:

$$\left\{ \begin{array}{l} f_1(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) = 0 \end{array} \right\} \quad (3.5)$$

desarrollando cada ecuación en series de Taylor en relación al conjunto de valores x_i^0 , se tiene:

$$\begin{aligned} & f_1(x_1^0 + \Delta x_1^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) \\ &= f_1(x_1^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right)^0 + \dots + \Delta x_n^0 \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right)^0 + \varphi_1 \\ & f_n(x_1^0 + \Delta x_1^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) \\ &= f_n(x_1^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right)^0 + \dots + \Delta x_n^0 \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right)^0 + \varphi_n \end{aligned} \quad (3.6)$$

donde φ_i es el residuo de la serie de Taylor, que contiene los términos de orden superior $\left(\frac{\partial f_j}{\partial x_i}\right)^0$: representa las derivadas parciales, como los Δx_i^0 son pequeños, se pueden despreciar los términos de orden superior por lo que se tiene:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^0 + \Delta x_1^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) &= f_1(x_1^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^0 = 0 \\ f_n(x_1^0 + \Delta x_1^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) &= f_n(x_1^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^0 = 0 \end{aligned} \quad (3.7)$$

con $i, j=1, 2, \dots, n$. Matricialmente se puede escribir:

$$\begin{bmatrix} f_1(x_i^0) \\ \vdots \\ f_n(x_n^0) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^0 & \cdots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^0 & \cdots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

es decir,

$$[f(x^0)] + [J^0] [\Delta x^0] = [0] \quad (3.9)$$

donde cada vector y matriz está definido de la siguiente forma:

$$[f(x^0)] = \begin{bmatrix} f_1(x_1^0) \\ \vdots \\ f_n(x_n^0) \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$[J^0] = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^0 & \cdots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^0 & \cdots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^0 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$[\Delta x^0] = \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Por lo que el valor residuo evaluado en $x_i^0; [\Delta x^0]$ puede definirse como:

$$[\Delta x^0] = -[J^0]^{-1} [f(x^0)] \quad (3.13)$$

Por lo tanto:

$$[\Delta x^k] = -[J^k]^{-1}[f(x^k)] \quad (3.14)$$

Si se asume que se conoce el vector de valores aproximados de la variable x en k , entonces puede obtenerse una aproximación mejor de la variable en $k+1$ de la forma:

$$[x^{k+1}] = [x^k] + [\Delta x^k] = [x^k] - [J^k]^{-1}[f(x^k)] \quad (3.15)$$

Como se han despreciado los términos de orden superior la ecuación 3.15 no será la solución correcta y se deben realizar iteraciones hasta que se satisfaga el criterio de convergencia establecido, tal que:

$$|x^{k+1} - x^k| \leq C_{convergencia} \quad (3.16)$$

3.2.2 Método de Newton-Rapshon en flujos de potencia

Para el caso de flujos de potencia las x_i corresponden a las tensiones (voltajes) de los nodos en magnitud y ángulo de manera que sustituyendo en la ecuación 3.14 tenemos:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} = -[J^k]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

donde el cambio en P y Q esta dado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P^f - P \\ Q^f - Q \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

donde P^f y Q^f son los valores fijados para la potencia activa y reactiva. P y Q son los valores estimados en cada iteración y para cada nodo i los valores de P y Q pueden ser calculados mediante:

$$\Delta S = P_i + jQ_i = V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* V_k^* \quad (3.19)$$

Expresando los voltajes de nodo en forma polar y las admitancias de línea en forma rectangular se tiene

$$\dot{V}_i = V_i \angle \theta_i; \quad \dot{V}_k = V_k \angle \theta_k; \quad \dot{Y} = G_{ik} + jB_{ik} \quad (3.20)$$

Si sustituimos 3.20 en 3.19 y aplicamos 3.18 obtenemos:

$$\begin{aligned}
a) \quad \Delta P_i &= P_i^f - \sum_{k=1}^n V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\
b) \quad \Delta Q_i &= Q_i^f - \sum_{k=1}^n V_i V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik})
\end{aligned} \tag{3.21}$$

siendo la ecuación 3.21 a) para los nodos PV y PQ y mientras que la ecuación 3.21 b) aplicaría para los nodos PQ.

Así la ecuación 3.17 queda como:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = -[J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \tag{3.22}$$

Con la variación de P y Q calculados mediante 3.21, los valores actualizados para θ y V son:

$$\begin{bmatrix} \theta^{k+1} \\ V^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^k \\ V^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} \tag{3.23}$$

Despejando ΔP y ΔQ de la ecuación 3.22 y considerando la ecuación 3.8, tenemos:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & V \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & V \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \tag{3.24}$$

de lo cual se obtiene que:

$$\begin{bmatrix} H_{ik} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_k} & N_{ik} = V \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_k} \\ M_{ik} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_k} & L_{ik} = V \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_k} \end{bmatrix} \tag{3.25}$$

Considerando la ecuación 3.21, podemos determinar todos los elementos de la matriz jacobiana, así, para i diferente de k se tiene que:

$$\begin{aligned}
H_{ik} &= -V_i V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \\
N_{ik} &= -V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\
M_{ik} &= V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\
L_{ik} &= -V_i V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik})
\end{aligned}$$

y para $i = k$

$$\begin{aligned}H_{ii} &= B_{ii}V_i^2 + Q_i \\N_{ii} &= -G_{ii}V_i^2 - P_i \\M_{ii} &= G_{ii}V_i^2 - P_i \\L_{ii} &= B_{ii}V_i^2 - Q_i\end{aligned}$$

3.3 Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna

Las herramientas de análisis deben ser capaces de incorporar las condiciones cambiantes del desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia, tales como nuevos modelos de diseño y nuevas condiciones del mercado, así como la implementación de nuevos dispositivos y tecnologías que en su funcionamiento mejoren la operación de un sistema eléctrico, Una de las nuevas tecnologías para la optimización y modernización de un sistema eléctrico son los denominados Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FATCS/ *Flexible Alternating Current Transmission Systems*).

Los FACTS son sistemas de transmisión de corriente alterna que tienen incorporados controladores basados en electrónica de potencia y otros controladores estáticos para mejorar su operación [37]. La tecnología de los FATCS fue creada

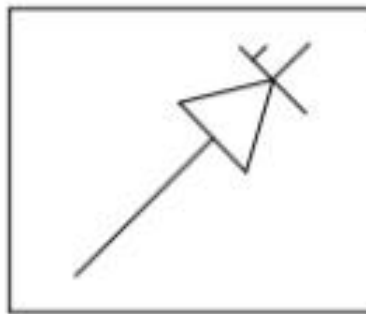


Figura 3.4 Símbolo de los FACTS

en los años ochenta del siglo XX para resolver problemas causados por las restricciones de construcción de nuevas líneas de transmisión en un sistema eléctrico,

así como para mejorar la estabilidad de potencia y para facilitar el intercambio de potencia entre las diferentes centrales generadoras y los grandes centros de consumo [38]. Así mismo ofrecen la oportunidad de controlar y mejorar la capacidad de potencia en los sistemas de transmisión ya establecidos. El elemento básico de los FACTS es el tiristor. Esencialmente un tiristor es un conmutador controlado de silicio, con un ánodo, un cátodo y una terminal de control llamada compuerta. Existen dos tipos principales de tiristores: el Rectificador Controlado de Silicio (SCR), conocido también como tiristor convencional que tiene la capacidad de encendido mediante una señal adecuada, y el tiristor con capacidad de apagado (GTO) el cual puede encenderse y apagarse mediante señales adecuadas [39]. Las ventajas que presenta el tiristor sobre los dispositivos de conmutación mecánica son:

- 1) Los tiristores son capaces de conmutar mucho más rápido y además se pueden utilizar para redireccionar la potencia en una fracción de ciclo. Esta ventaja permite amortiguar oscilaciones de potencia, lo cual no puede hacerse con controladores mecánicos.
- 2) Los dispositivos de conmutación mecánica tienden a desgastarse, mientras que los controladores basados en tiristores pueden conmutar dos veces cada ciclo sin deteriorarse.

Los controladores FACTS pueden aumentar la capacidad de potencia que se puede transferir a través de las líneas existentes. Esto es posible ya que los controladores FACTS pueden ajustar los parámetros del sistema eléctrico, como por ejemplo la corriente y el voltaje [40]. Un diagrama básico del aprovechamiento de los FACTS es mostrado en la Figura 3.5 [37]. En el diagrama (a) la potencia transmitida no es controlable y se establece de manera fija dependiendo de la impedancia de las líneas mientras que en el diagrama (b) la potencia es controlable según se requiera con un equipo FACTS que varía la impedancia total de la línea.

3.3.1 Tipos de FACTS

En función de sus elementos los FACTS pueden clasificarse en dos grandes grupos.

El primer grupo es construido con tiristores convencionales. Dentro de este grupo se encuentran:

SVC -Compensador estático de VAR's.

TCVR- Regulador de voltaje controlado por tiristores.

TCPAR- Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores.

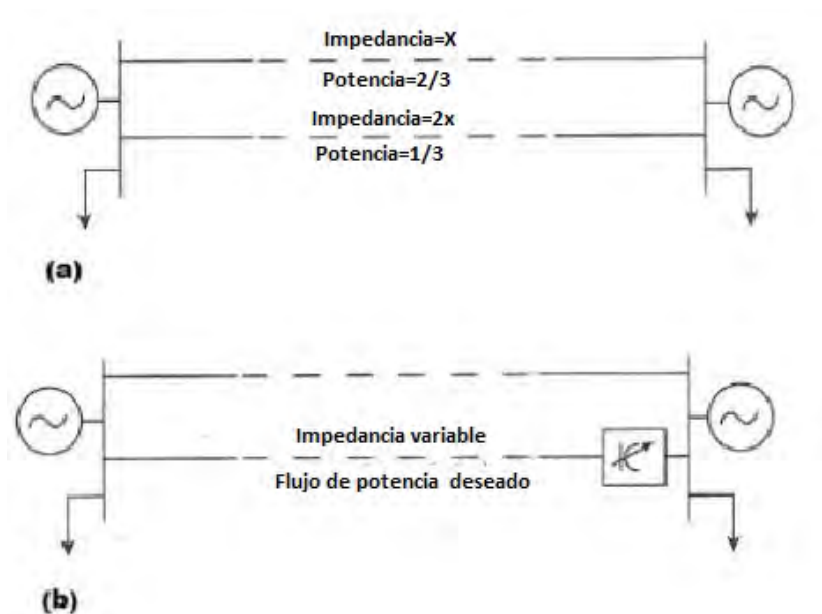


Figura 3.5 Aplicación de FACTS en un sistema de transmisión

TCSC -Capacitor serie controlado por tiristores.

El segundo grupo utiliza convertidores de voltaje que actúan como fuentes estáticas de voltaje síncrono. A este grupo corresponden:

STATCOM -Compensador estático síncrono.

SSSC -Compensador serie estático síncrono.

La principal diferencia entre estos dos grupos estriba en la capacidad para generar potencia reactiva e intercambiar potencia activa. De tal forma que en el primer grupo, estas habilidades son excluyentes, ya que el SVC y el TCSC, son compensadores de reactivos pero no son capaces de intercambiar potencia real con el sistema, o en el otro extremo se tiene el caso del TCVR y el TCPAR, los cuales pueden intercambiar potencia real o activa con el sistema eléctrico, pero no son capaces de generar potencia reactiva. El segundo grupo tiene la capacidad inherente, como una máquina síncrona, de intercambiar potencia real y reactiva con el sistema, además de poder generar o absorber de forma automática la potencia reactiva intercambiada con la red eléctrica, teniendo así compensación de reactivos sin capacitores o reactores de C.A.

Algunos problemas de red y las acciones correctivas desempeñadas por los dispositivos FACTS se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Aplicaciones de FACTS

| Problemas operativos | Acción correctiva | Solución convencional | Dispositivo FACTS |
|----------------------------------|---|--|--------------------------|
| Alto voltaje con carga elevada | Generar potencia reactiva | Condensador en paralelo o en serie | SVC, TCSC, STATCOM |
| Alto voltaje con carga baja | Suspender generación de potencia reactiva | Conectar una línea de extra alto voltaje | SVC, TCSC, STATCOM |
| Alta voltaje con demanda baja | Absorber potencia reactiva | Conectar un condensador o un reactor en paralelo | SVC, STATCOM |
| Alto voltaje posterior a un paro | Absorber potencia reactiva | Agregar un reactor en paralelo | SVC, STATCOM |
| Alta tensión posterior a un paro | Proteger los equipos | Agregar un descargador | SVC |
| Baja tensión y sobrecarga | Generar potencia reactiva y limitar la sobrecarga | Combinación de dos o mas dispositivos | TCSC, UPFC, STATCOM, SVC |

Como en este trabajo se evaluará el comportamiento de una red eléctrica realizando un análisis de los niveles de voltaje nodal, se presume la instalación de un dispositivo FACTS que regule los niveles de voltaje por lo cual, a continuación, se presenta una breve descripción de los dispositivos SVC (Compensador estático de VAR) y STATCOM(compensador síncrono estático) pues son estos los dispositivos FACTS que operan en la regulación de voltaje de una red eléctrica.

3.3.2 SVC

Un Compensador estatico de VAR o SVC (Static VAR Compensator) está conformado por un banco de capacitores fijo y un banco de reactores conmutables en paralelo. Estos compensadores pueden entregar (modo capacitivo) o absorber (modo inductivo) potencia reactiva de la red, permitiendo de esta forma:

- Regular el voltaje.
- Mejorar la estabilidad (estado estable y dinámica).
- Evitar sobrevoltajes.
- Reducir *flicker*.
- Reducir desbalances de corriente ante oscilaciones subarmónicas.

La utilidad o ventaja del SVC estriba en su capacidad para cambiar su capacitancia-inductancia a alta velocidad, haciendo uso de electrónica de potencia. Un SVC presenta las siguientes configuraciones básicas:

- 1) TCR (Reactor Controlado por Tiristores). Consiste de una combinación de reactores controlados por tiristores y un banco fijo de capacitores.
- 2) SC. (Capacitor conmutado por tiristores). Es un conjunto de capacitores de igual capacidad, conmutado por tiristores.
- 3) TCR/TSC. Es una combinación de las dos configuraciones anteriores. Se considera la solución óptima para la mayoría de las situaciones es los que se requiere la conexión de un compensador

La Figura 3.6 muestra el diagrama unifilar de un SVC con una rama inductiva y otra capacitiva además se incluyen en él bancos fijos de capacitores y reactores y un filtro.

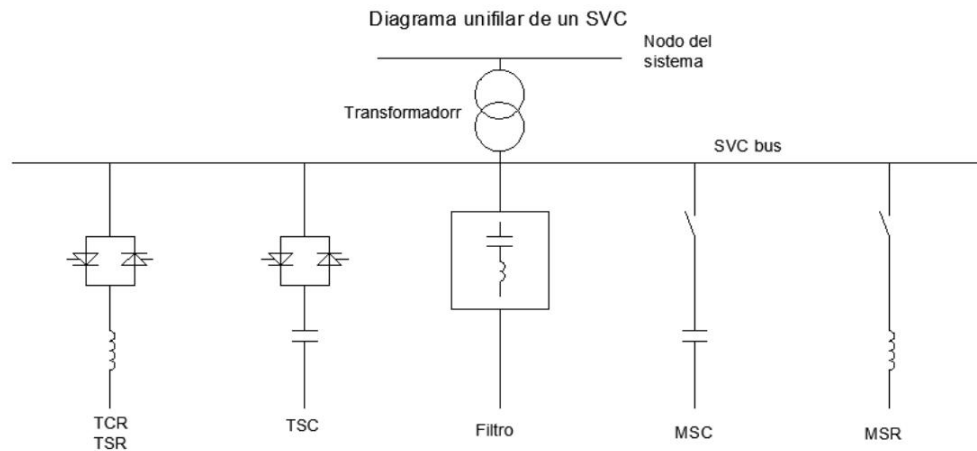


Figura 3.6 Representación de un SVC

En la Figura 3.7 se muestra las características de la compensación estática de un SVC conformado por una capacitor fijo y una inductancia en paralelo, si se suman las características de la parte inductiva y de la parte capacitiva se tiene la característica del SVC que indica que sobre un valor de voltaje determinado (voltaje de referencia) el SVC se comporta como un elemento netamente inductivo (consume potencia de la red) y para un valor de voltaje menor que el de referencia el dispositivo SVC se comporta como un elemento netamente capacitivo y por lo tanto aporta reactivos a la red.

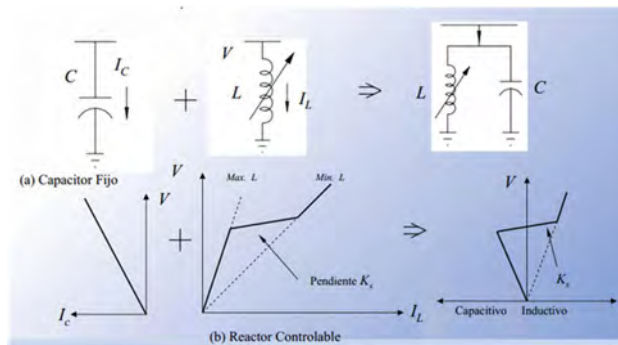


Figura 3.7 Curvas I-V del SVC

3.3.3 STATCOM

Un STATCOM (*STATic Synchronous COMPensator*) está conformado generalmente por una fuente de voltaje DC, convertidores autoconmutables y un transformador de acople. Es la contraparte estática de un condensador síncrono giratorio pero genera o absorbe potencia reactiva a una mayor velocidad debido a que no tiene partes móviles involucradas [35]. Se utiliza para producir un conjunto de salidas de voltaje ajustable que puede ser acopladas a un sistema de potencia, lo cual permite:

- Regular el voltaje y el factor de potencia.
- Mejorar la estabilidad (estado estable y dinámica).
- Compensación de *flicker*, desbalances y asimetrías..

Comparado con el SVC, un STATCOM provee características mejoradas de desempeño en cuanto al control del voltaje de transmisión, la impedancia y ángulo. También presenta la característica de tener la capacidad de intercambiar potencia activa con el sistema de corriente alterna. Si el almacenamiento de energía es de una capacidad adecuada, el STATCOM puede intercambiar tanto potencia activa como reactiva con el sistema eléctrico. La potencia reactiva intercambiada se genera internamente por el STATCOM, sin que el dispositivo de almacenamiento de energía tenga un rol fundamental. Por lo que si el STATCOM se utiliza únicamente para compensación reactiva en derivación, como un SVC convencional, entonces el dispositivo de almacenamiento de energía se puede reemplazar por un condensador de corriente directa relativamente pequeño. la Figura 3.8 representa el diagrama de un STATCOM mientras que la Figura 3.9 muestra la gráfica I-V

de dicho dispositivo. Como puede verse, el STATCOM puede suministrar compensación capacitiva o inductiva, y es capaz de controlar su valor de corriente de salida a su máxima capacidad independientemente del voltaje del sistema, es decir, el STATCOM puede proporcionar plena potencia reactiva/capacitiva a cualquier voltaje del sistema [41].

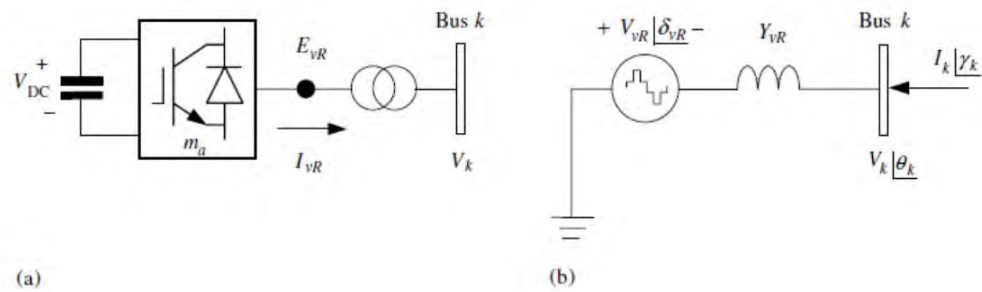


Figura 3.8 Representación esquématica de un STATCOM y su circuito equivalente

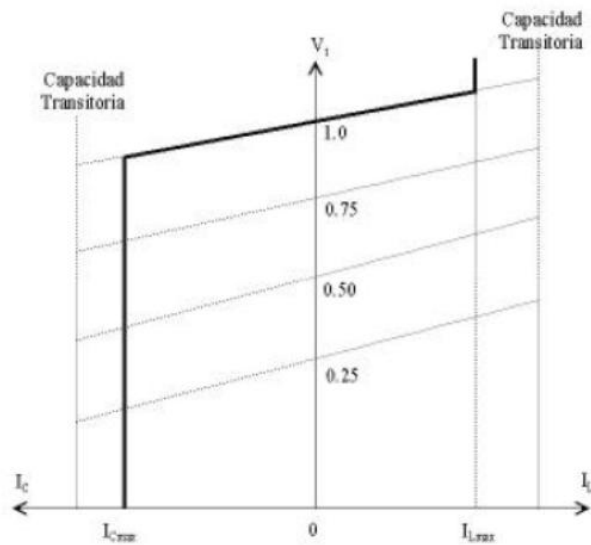


Figura 3.9 Curva I-V de un STATCOM

Capítulo 4

Estudio de caso: La red eléctrica de Baja California Sur e integración de energía eólica

Un elemento esencial de la operación de una red eléctrica es asegurar que la energía generada puede ser inyectada a la red y que llegará a los centros de consumo sin afectar los parámetros de operación de la misma. Así, la principal función de una red eléctrica es transferir la energía generada hacia los puntos de consumo. En la presente unidad se evalúa el comportamiento de la red eléctrica de transmisión de Baja California Sur ante escenarios que involucran la posible incorporación de energía eólica a su matriz de generación.

4.1 Red eléctrica de Baja California Sur (BCS)

La red eléctrica de Baja California Sur es un sistema eléctrico pequeño si se le compara con el sistema eléctrico mexicano interconectado, en la Figura 4.1 se muestra la ubicación de dicha red eléctrica en la geografía mexicana, igualmente, puede apreciarse que la red eléctrica de BCS se encuentra aislada del sistema eléctrico nacional, por lo cual no existe despacho de energía hacia ninguna otra red o sistema eléctrico, lo cual conlleva que la zona debe autoabastecerse de energía eléctrica para poder satisfacer la demanda de los usuarios y que los ajustes para la administración de energía debe ocurrir dentro de la misma red.



Figura 4.1 La red eléctrica de BCS en la red troncal Mexicana

La red eléctrica de BCS esta conformada por nodos y líneas de transmisión operadas en un nivel de voltaje de 115 KV y de 230 kV, mientras que los centros de generación operan en nodos cuyo valor de voltaje nominal es de 13.8 kV. La Figura 4.2 representa el diagrama unifilar de la red eléctrica de BCS, puede apreciarse que, en la configuración original de la red eléctrica, las unidades de generación están distribuidas en varias zonas de la red, en el diagrama, las unidades de generación tipo diesel están representados por la letra D, las centrales turbogas son representadas por las letras TG, y la denominación TE representa las unidades que utilizan combustóleo para generar electricidad, los nodos de la red eléctrica se representan con la letra N y las líneas de transmisión son representadas por la nomenclatura TL. Para una mejor visualización de la red se ha dividido en dos zonas, zona norte y sur las cuales estas conectadas, en su configuración original a través de dos corredores", el corredor 1 formado por el conjunto de líneas de transmisión de la TL20-TL23 y el corredor 2 formado por el enlace que une a los nodos N16 y N271, la zona de 230 kv esta delimitado por el cuadro con línea punteada. La Tabla 4.1 contiene las unidades generadoras presentes en la red de BCS

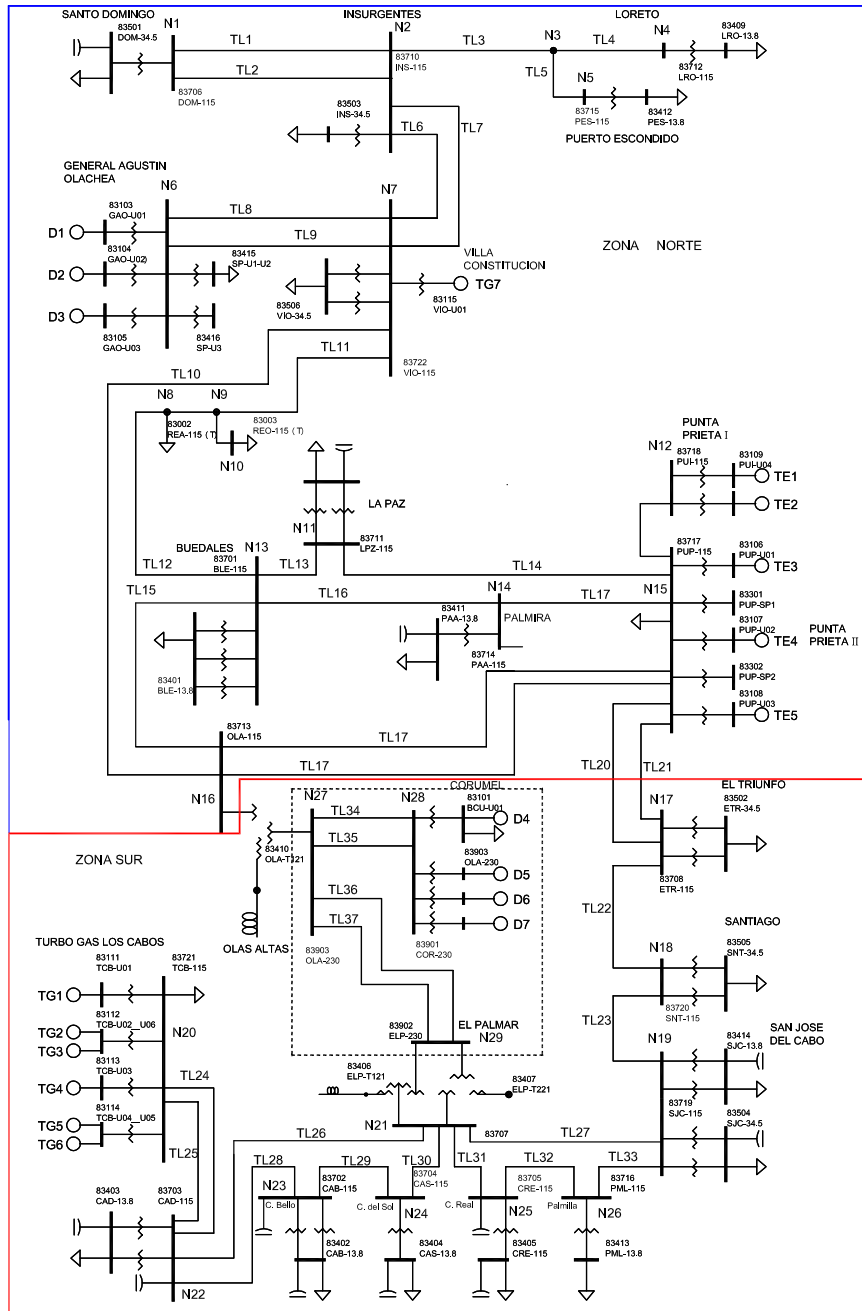


Figura 4.2 Red eléctrica de BCS

Tabla 4.1 Capacidad nominal en MW de los generadores en la red de BCS.

| Diesel | | Turbogas | | Termoeléctrica | |
|--------|----------|----------|----------|----------------|----------|
| Planta | Potencia | Planta | Potencia | Planta | Potencia |
| D1 | 26 | TG1 | 25 | TE1 | 14.1 |
| D2 | 25,8 | TG2 | 20 | TE2 | 19 |
| D3 | 25 | TG3 | 30 | TE3 | 32.13 |
| D4 | 40.85 | TG4 | 20 | TE4 | 35 |
| D5 | 30 | TG5 | 20 | TE5 | 35 |
| D6 | 30 | TG6 | 24.2 | | |
| D7 | 30 | TG7 | 28 | | |

4.1.1 Cargas del sistema eléctrico de BCS

Los valores nominales de las cargas eléctricas a satisfacer en el presente estudio son mostrados en la tabla 4.2. Para la evaluación de la red eléctrica en el transcurso del tiempo la variación horaria de la carga fue establecida de acuerdo al comportamiento típico de la demanda en el sistema eléctrico nacional en un día promedio [42].

Tabla 4.2 Nodos con cargas en el sistema eléctrico de BCS

| Nodo | Potencia activa[MW] | Potencia reactiva[MVAR] |
|------|---------------------|-------------------------|
| N1 | 4.23 | 0.01 |
| N2 | 7.64 | 2.34 |
| N4 | 9.99 | 2.36 |
| N5 | 0.43 | 0.96 |
| N6 | 3.95 | 0.31 |
| N7 | 13.44 | 2.7 |
| N8 | 0.29 | 0.01 |
| N9 | 3.73 | 1.9 |
| N11 | 48.81 | 10.92 |
| N13 | 30.72 | 8.18 |
| N14 | 18.96 | 3.3 |
| N15 | 7.5 | 9.39 |
| N17 | 6.32 | 2.37 |
| N18 | 5.51 | 0.50 |
| N19 | 43.09 | 13.01 |
| N20 | 2.5 | 0.41 |
| N22 | 36.5 | 7.9 |
| N23 | 27.47 | 9.59 |
| N24 | 8.62 | 2.99 |
| N25 | 10.21 | 2.22 |
| N26 | 9.72 | 3.0 |
| N18 | 2.1 | 0.81 |

4.1.2 Generación eoloeléctrica

En este trabajo se propone el establecimiento de centrales eólicas de 85 MW en cada uno de los sitios anemométricos, esta capacidad nominal esta en el orden de la ultimas centrales inauguradas en el país, y cada una requiere aproximadamente de 550 ha, superficie disponible en ambas localidades para el posible emplazamiento. Para establecer la generación eólica de la red se tomo como referencia una turbina con generador de inducción, se seleccionó este tipo de generador con la finalidad de evaluar el mayor impacto de la inyección de generación eólica en la red de BCS. Al mencionado aerogenerador se efectuó la modelación de su curva de potencia tal y como se muestra en la Figura 4.3 la cual presenta la curva de potencia proporcionada por el fabricante y curva determinada por el modelo aplicado, por lo tanto, se estableció la relación entre la velocidad del viento y la potencia generada por el aerogenerador con lo cual para cada velocidad del viento

establecida en la base de datos se obtendría un valor de potencia que será inyectada a la red [43] y la cual está dada por la siguiente expresión:

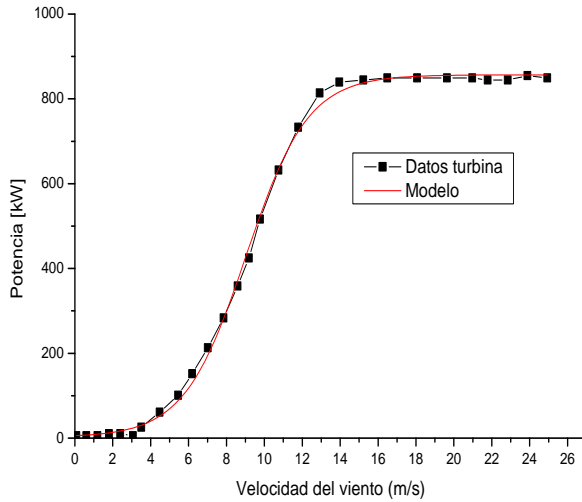


Figura 4.3 Curva de potencia del generador eólico

$$P = A_2 + \frac{(A_1 - A_2)}{1 + \exp\left(\frac{(v-A_3)}{A_4}\right)}, \quad (4.1)$$

donde A_1, A_2, A_3, A_4 [-] son constantes de proporcionalidad y v es la velocidad del viento en m/s . Así, la ecuación 4.1 determina la potencia generada por la turbina eólica dependiendo de la velocidad del viento.

Los generadores de inducción requieren compensación reactiva. Los requerimientos de potencia reactiva de la central dependerán del tipo de aerogenerador utilizado. La relación entre potencia activa y reactiva se determina por el diseño, la potencia entregada y el voltaje nodal [44]. usando el modelo estable de una máquina de inducción la potencia consumida por el generador puede ser encontrada mediante [45]:

$$Q = \frac{V^2(X_c - X_m)}{X_c X_m} + \frac{X(V^2 - 2RP)}{2R^2 + 2X^2} - \frac{X((V^2 - 2RP)^2 - 4P^2(R^2 + X^2))^{1/2}}{2R^2 + 2X^2}, \quad (4.2)$$

donde V [V] es el voltaje, P [W] es la potencia, R [Ω] es la resistencia en el conjunto del estator y el rotor, X [Ω] es la reactancia del estator y el rotor, X_c y X_m son la reactancias de capacitancia y de magnetización respectivamente.

Al aplicar la ecuación 4.1 y 4.2 para el recurso eólico de Baja California Sur se obtuvieron los valores de potencias que interactuarán con la red eléctrica mediante las centrales eólicas propuestas. La Figura 4.4 muestra la producción de potencia por las centrales eólicas el día del año que presenta el mayor recurso eólico en los sitios de San Hilario y El Paso. Puede apreciarse que en dicha jornada de las 4:00 a las 18:00 horas ambas centrales operan prácticamente a su capacidad nominal, mientras que a partir de las 19 horas de presenta una fuerte caída de la generación eoloelectrónica debido a la baja de la velocidad del viento en ese horario.

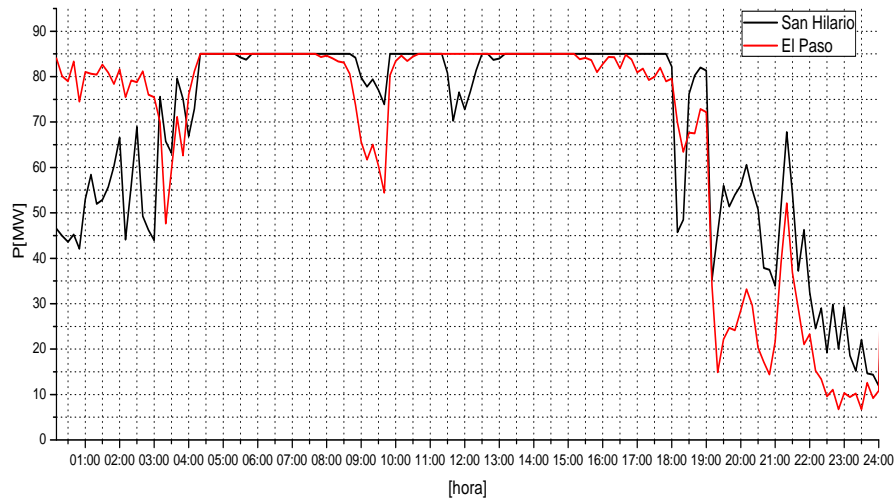


Figura 4.4 Generación eólica inyectada a la red

4.2 Evaluación de la red eléctrica

Para evaluar el comportamiento de la red en los diversos escenarios se utilizó el software NEPLAN, el cual es una herramienta de análisis de sistemas de potencia con aplicaciones en el ámbito de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, redes de agua y de calor [46].

Con la finalidad de establecer un caso base del comportamiento de la red eléctrica, se analizó la misma, primeramente, bajo su configuración original, para posteriormente analizar los casos donde se tiene incorporación de energía eólica al sistema eléctrico de BCS.

Para una correcta operación de una red eléctrica se requiere que el operador de la red ajuste la generación de acuerdo a los requerimientos de la carga. En este trabajo, se prioriza la operación de las centrales eólicas seguidas de las centrales con el menor costo de generación. Así, la Tabla 4.3 muestra los costos de generación eléctrica por tipo de tecnología en México [47], de acuerdo a esta información, después de la energía eólica se prioriza la operación de las centrales termoeléctricas seguidas de las centrales con tecnología turbogas y finalmente las centrales tipo diesel.

Tabla 4.3 Costos de generación por tipo de tecnología en $\$/KWh$

| Tecnología | Año | | | | | Promedio |
|----------------|------|------|------|-------|-------|----------|
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | |
| Turbogas | 1.06 | 1.38 | 0.87 | 0.90 | 0.94 | 1.03 |
| Diesel | 4.81 | 7.85 | 8.12 | 15.91 | 16.58 | 10.65 |
| Vapor | 1.06 | 1.58 | 1.50 | 1.79 | 2.01 | 1.59 |
| Carboeléctrica | 0.67 | 1.10 | 0.97 | 0.90 | 0.96 | 0.92 |
| Geotérmica | 0.36 | 0.59 | 0.48 | 0.47 | 0.56 | 0.49 |
| Eololéctrica | 0.61 | 0.74 | 0.69 | 1.02 | 1.84 | 0.98 |
| Nuclear | 0.91 | 1.12 | 1.02 | 1.97 | 1.26 | 1.26 |
| Hidroeléctrica | 0.55 | 0.49 | 0.63 | 0.44 | 0.51 | 0.52 |

En las secciones siguientes evaluaremos el comportamiento de la red eléctrica ante dos escenarios principales

- CASO A) Red eléctrica en su configuración original. En este apartado se analizará el comportamiento de la red eléctrica en su estructura base, es decir con los puntos de demanda, generación, líneas de transmisión y demás componentes establecidos en su configuración original y sin la aportación de energía eololéctrica en su matriz de generación. Este caso será establecido como el caso base.
- CASO B) Red eléctrica con inyección de energía eólica. En esta apartado se analizará el comportamiento de la red eléctrica de BCS ante la inyección de energía eololéctrica en determinados puntos del sistema eléctrico, se estudiará el impacto de dicha inyección en los parámetros del sistema de potencia y en caso de contingencias se propondrán alternativas para subsanar las mismas y por lo tanto que el sistema eléctrico opere de manera adecuada aún cuando exista inyección de energía eólica.

4.2.1 Caso A): Red eléctrica en su configuración original

Al realizar el balance entre la demanda y la generación eléctrica se determinó la matriz de generación eléctrica, la cual se representa en la Figura 4.5, en dicho diagrama se muestra la demanda total del sistema en un día promedio y la participación de cada tipo de tecnología de generación en la cobertura de la misma. Con los parámetros de la red, los datos de generación y la carga del sistema se realizó la evaluación del comportamiento de la red eléctrica de Baja California Sur bajo su configuración original. Las Figuras 4.6 y 4.7 muestran el comportamiento de los voltajes nodales en la red eléctrica de BCS bajo la configuración original del sistema para los nodos de 115 kV y 230 kV respectivamente, puede observarse que no obstante que los niveles de voltajes de nodo presentan variación en sus magnitudes, ésta no resulta muy amplia debido principalmente a que la generación y la demanda están balanceadas y que la generación se encuentra distribuida en varias zonas de la red, lo cual ocasiona un adecuado despacho de la energía entre los puntos (nodos) de generación y consumo.

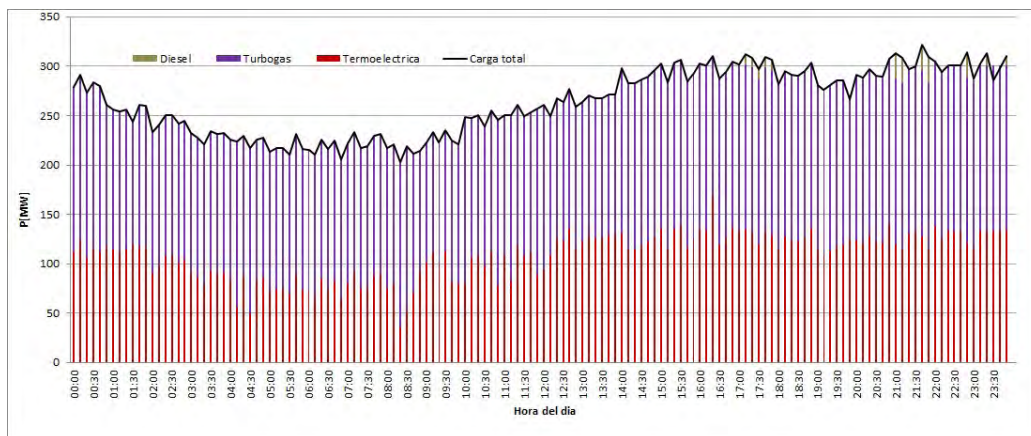


Figura 4.5 Generación por tipo de tecnología, Caso A)

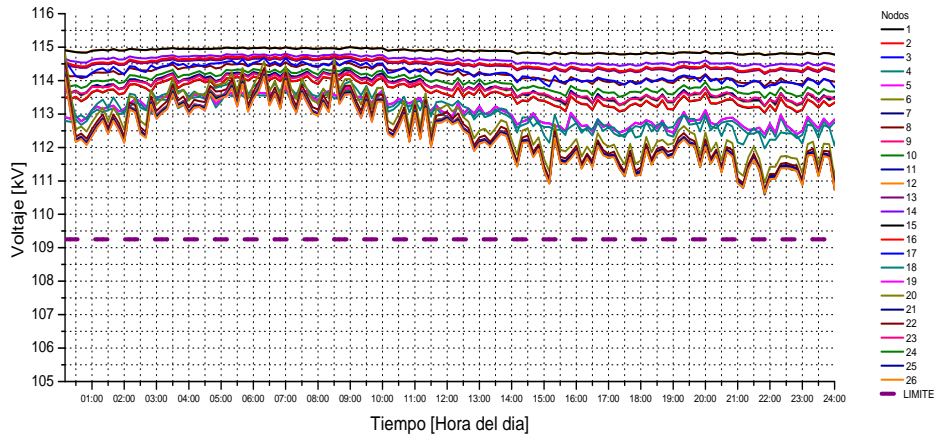


Figura 4.6 Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso A)

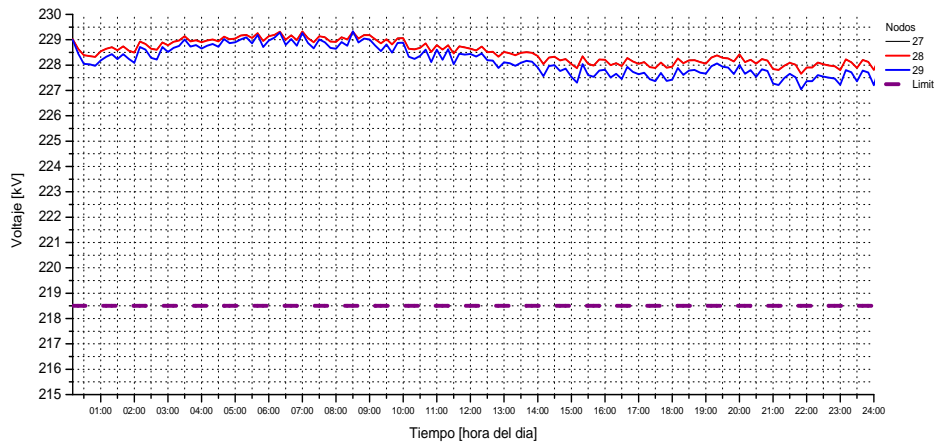


Figura 4.7 Voltaje nodal (230 kV nominal), Caso A)

La figura 4.8 muestra los flujos de potencia activa a través de las línea de transmisión del sistema eléctrico de BCS para el caso A. puede apreciarse, que los mayores valores corresponden a las líneas de transmisión TL24 y TL25 (casi 70 MW c/u), las cuales corresponden a las líneas de transmisión encargadas de

enlazar las centrales turbodiesel de la zona sur (nodo N20) con el sistema eléctrico, otras líneas que presentan valores elevados de potencia transmitida son las líneas TL14 y TL15, las cuales son las encargadas de transmitir la potencia inyectada por las centrales termoeléctricas (ubicadas en el nodo N12) a la zona norte de la red. Para el caso de la figura 4.9 las líneas de transmisión con los niveles de potencia reactiva mas elevados son aquellas encargadas de transportar dicha potencia a los centros de consumo mas importantes, por ejemplo la línea TL14 es la encargada es la puerta de entrada de los centros de demanda ubicados en la zona norte de la red, mientras que las líneas TL22 y TL23 hacen lo propio con la zona sur del sistema eléctrico

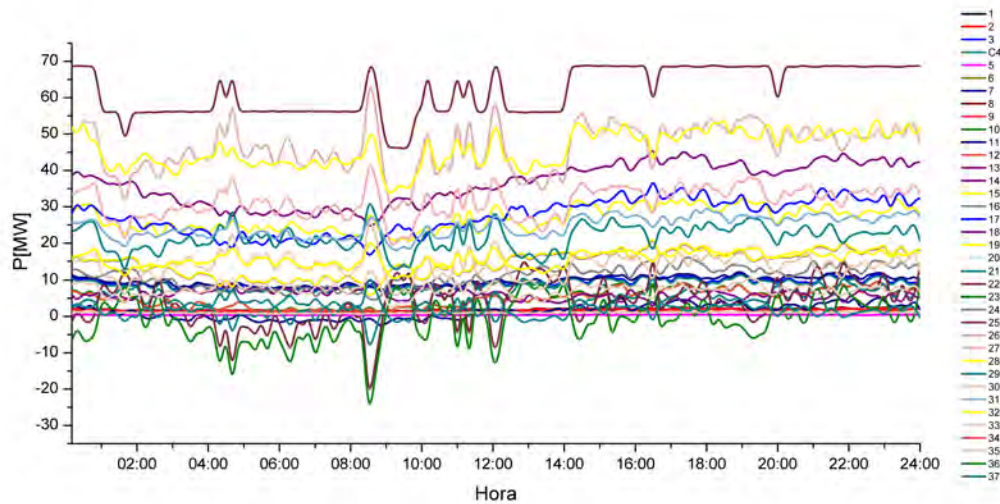


Figura 4.8 Potencia activa en las líneas de transmisión. Caso A)

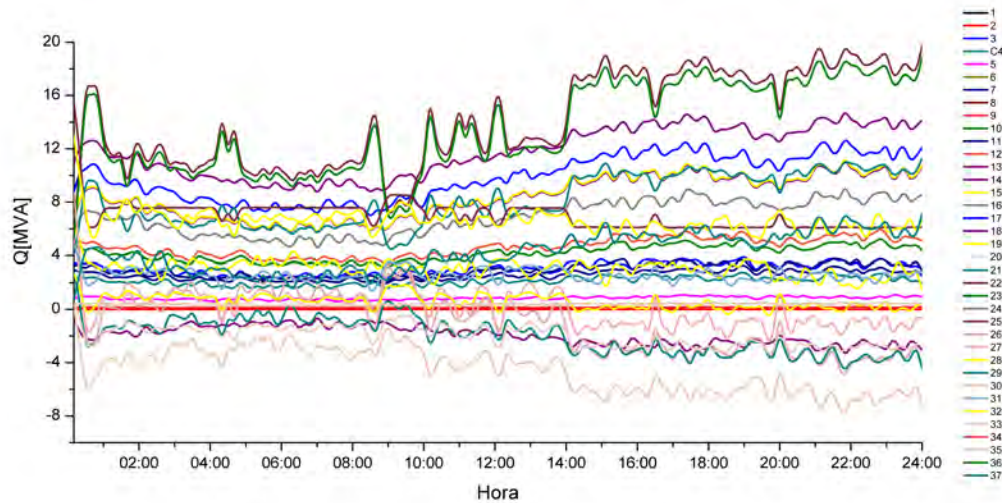


Figura 4.9 Potencia reactiva en las líneas de transmisión. Caso A)

En la Figura 4.10 se muestran los flujos de potencia en la red eléctrica, puede observarse que ninguna línea de transmisión presenta saturación en sus niveles de potencia transmitida, es decir el nivel de potencia transmitida no excede la capacidad máxima que puede transmitir una línea en condiciones de operación (alrededor de 200 MW para líneas de transmisión de 115 KV). El valor máximo de potencia transmitida se presenta en las líneas de transmisión TL24 y TL25, de la red de 115 KV, las cuales son las encargadas de transmitir la potencia generada por las centrales turbogas (TG1 a TG6) a los centros de carga establecidos en los nodos N23 al N26. Habiendo obtenido los parámetros eléctricos con los que opera la red de BCS bajo su configuración original se analizará ahora la incorporación de energía eólica en la red de Baja California Sur.

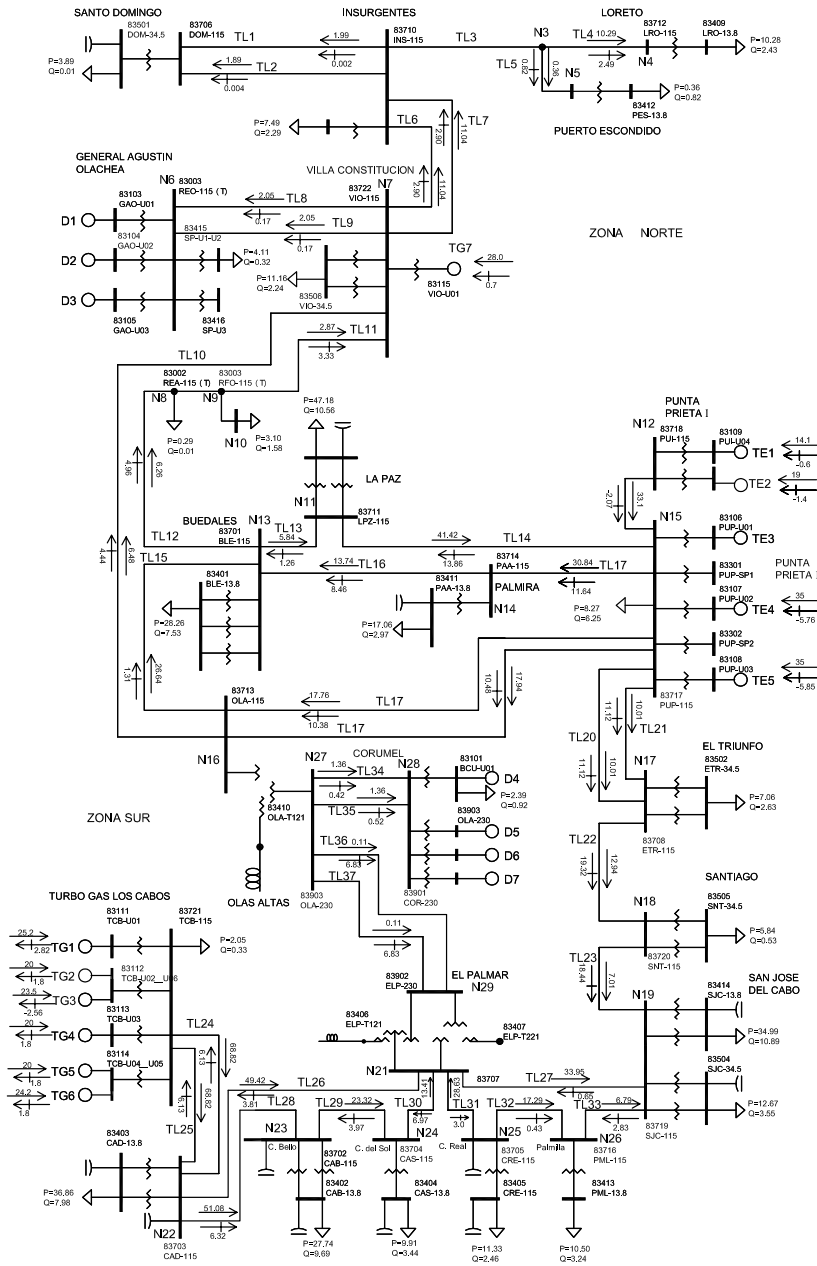


Figura 4.10 Flujos de potencia, red en configuración original, Caso A)

4.2.2 Caso B): Red eléctrica con energía eólica

La Figura 4.11 muestra los sitios anemométricos de San Hilario y El Paso y su relación geográfica con la red eléctrica de baja California Sur, al efectuar el análisis a fondo de la ubicación geográfica de los sitios anemométricos, se determinó que el nodo del sistema eléctrico más cercano al sitio San Hilario es el nodo ubicado en la localidad de La Paz, nodo 11 (N11), red de 115 kV, mientras que para el sitio El Paso es el nodo situado en la comunidad de Buedales, correspondiente al nodo 13 (N13) de la red eléctrica de 115 KV, ver Figura 4.2, por lo cual, serán a los nodos mencionados donde se conecten los parques eólicos propuestos en este trabajo.



Figura 4.11 Ubicación geográfica de los sitios anémometricos en BCS

Con la incorporación de centrales eólicas a la red eléctrica de BCS la generación eléctrica por tipo de tecnología debe modificarse, Es importante aclarar una vez mas, que en este trabajo se incorpora, de manera prioritaria, toda la energía proveniente de la energía eólica, por lo cual será la aportación de las otras tecnologías de generación la que se adaptará para satisfacer a la carga total que demanda el sistema.

La Figura 4.12 muestra la forma en que se cubre la demanda eléctrica por las diferentes tipos de tecnología de generación para el día del año con mayor potencial eólico. El cálculo realizado determina que bajo esas condiciones no es necesaria la aportación de las centrales diesel para la cobertura de la demanda eléctrica y que la aportación de las centrales tipo turbogas disminuye considerablemente, con lo cual se cubre uno de los principales objetivos de las energías renovables:

la sustitución de fuentes de energías contaminantes por tecnologías más limpias. Al efectuar el análisis de flujo de cargas en la red eléctrica con la incorporación

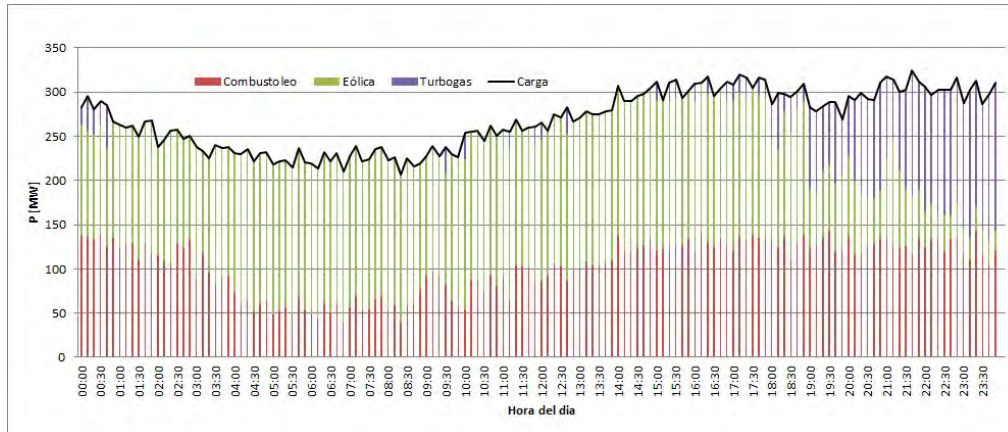


Figura 4.12 Generación por tipo de tecnología, Caso B)

de energía eólica se obtuvieron los flujos de potencia y los valores de voltaje de nodo para esa configuración de la red, los resultados de esta evaluación se muestran en las Figuras 4.13 y 4.14. Es claro que tanto en el conjunto de nodos de 115 kV como en el conjunto de 230 kV se presentan variaciones importantes en las magnitudes de voltajes de nodo, el caso mas crítico se presenta en el nodo 23 (N23) donde la magnitud del voltaje cae a un 0.88 P.U. (102.9 kV) excediendo claramente el el rango de $\pm 5\%$ que el operador de la red permite en el sistema eléctrico mexicano, para el caso de la red de 230 kV puede observarse que igualmente el valor de la magnitud de voltaje nodal cae por debajo del límite citado, en ambas figuras (4.13 y 4.14) la línea punteada representa el limite inferior de dicho rango. La violación de los límites establecidos para el nivel de voltaje en la red se deben a la reconfiguración de los flujos de potencia en las líneas de transmisión. Algunos centros de generación diesel y turbogas, son puestos fuera de operación por lo cual, la transmisión de potencia desde los centros de generación, ubicados ahora mayoritariamente la zona norte de la red, hasta los de centros de consumo ubicados en el extremo sur de la red es realizada desde muy largas distancias, los altos valores de impedancia y el bajo número de líneas de transmisión para transmitir la potencia del norte al sur causa la caída de los niveles de voltajes de los nodos en la zona sur de la red, a las 15 hrs por ejemplo se tiene casi la máxima demanda de energía por los centros de carga mientras que la potencia eólica es entregada a pleno, por lo cual las centrales turbogas operan a un mínimo de su capacidad por lo cual la cantidad de energía que se requiere trasportar, de la zona norte (generación) a los nodos de demanda ubicados en el sur, es la máxima lo

cual ocasiona también mayores pérdidas y por lo tanto mayores caídas de voltaje

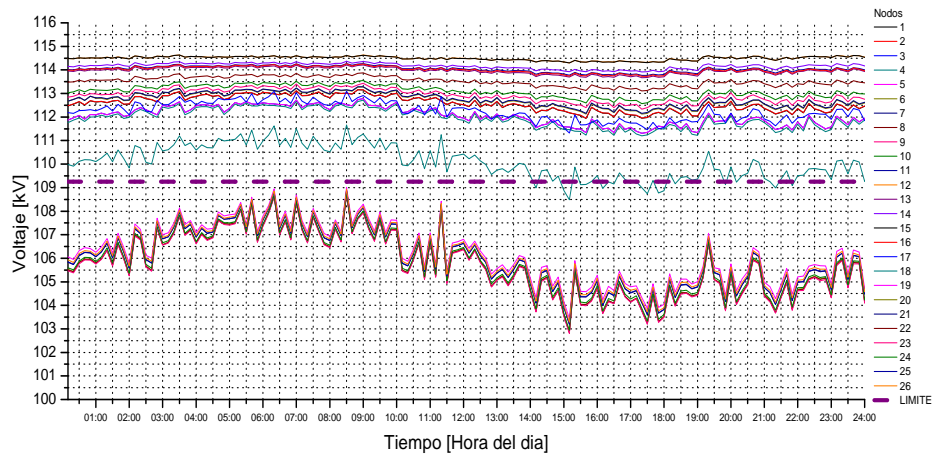


Figura 4.13 Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso B)

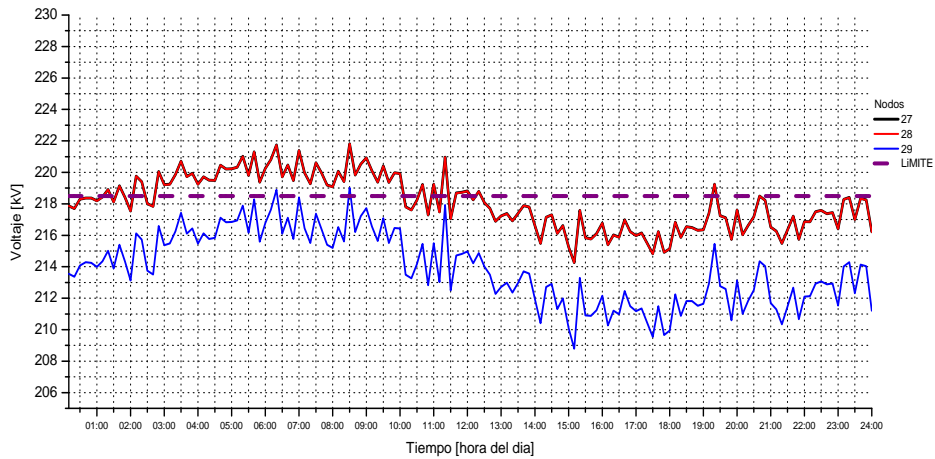


Figura 4.14 Voltaje nodal (230 kV nominal), Caso B)

Las figuras 4.15 y 4.16 muestran, respectivamente, los flujos de potencia activa y reactiva a través de las líneas de transmisión de la red eléctrica para el periodo de

Tabla 4.4 Variación de voltaje nodal ante el ingreso de energía eólica.

| Nodos 115kV | Variación [%] | Nodos 230kV | Variación [%] |
|-------------|----------------|-------------|----------------|
| N23 | -12.55 | N29 | -10.68 |
| N22 | -12.51 | N28 | -8.69 |
| N20 | -12.50 | N27 | -8.68 |
| N24 | -12.43 | | |
| N25 | -12.21 | | |
| N21 | -12.21 | | |
| N26 | -12.15 | | |
| N19 | -12.03 | | |
| N18 | -8.00 | | |

24 horas ya descrito. Se observa que las líneas de transmisión TL20, TL21, TL22 y TL24 presentan los mayores niveles de potencia transmitida debido a que por el corredor establecido por dichas líneas de transmisión transita la potencia originada en las centrales eólicas y en las centrales termoeléctricas hacia los centros de consumo ubicados en la parte sur de la red, en este punto es importante recordar que de acuerdo a la matriz de generación mostrada en la figura 4.12 las centrales turbogas dejan de operar prácticamente la totalidad del período de tiempo descrito.

La Figura 4.17 muestra la ubicación de las centrales eólicas propuestas y los flujos de potencia en la red eléctrica a las 15 horas, hora en la que se presentó la mayor caída de voltaje nodal por la puesta en marcha de las centrales eólicas, más específicamente, la línea TL22 presenta un aumento en su flujo de potencia activa de 12.91 MW a 114 MW, mientras que la potencia reactiva aumenta de 19.32 a 45.04 MVARs, lo que da una idea del cambio en los flujos de potencia en la red por la inclusión de energía eólica, la Tabla 4.4 muestra los nodos del sistema cuyos voltajes cayeron por debajo del límite de 5%. La totalidad de los nodos cuyo valor de voltaje cayó más allá del límite de 5% se ubican en la zona sur de la red, esto debido a que dicha zona cuenta ya con muy poca generación mientras que la carga no se ha visto modificada, por lo cual la energía para estos nodos tiene que ser transportada desde la zona norte de la red, que es donde se encuentra el potencial eólico.

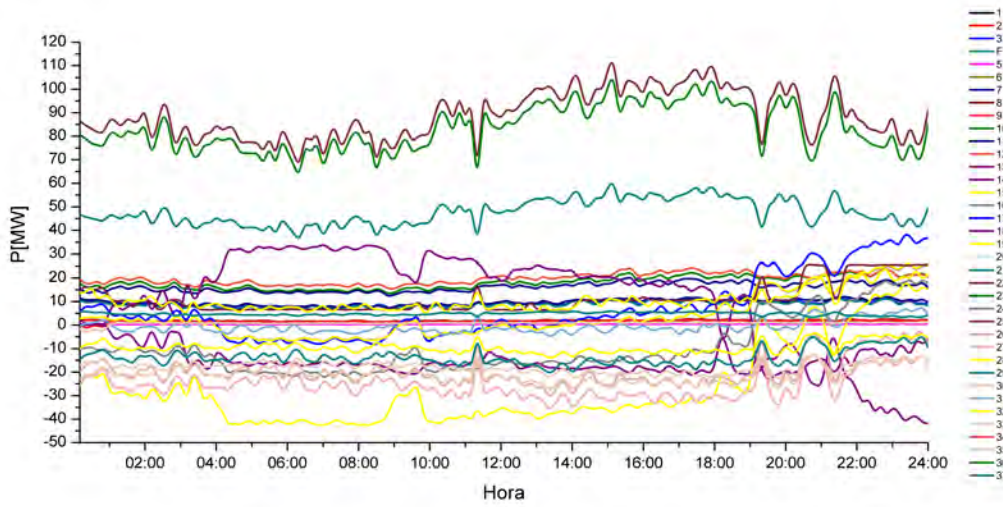


Figura 4.15 Potencia activa en las líneas de transmisión. Caso B)

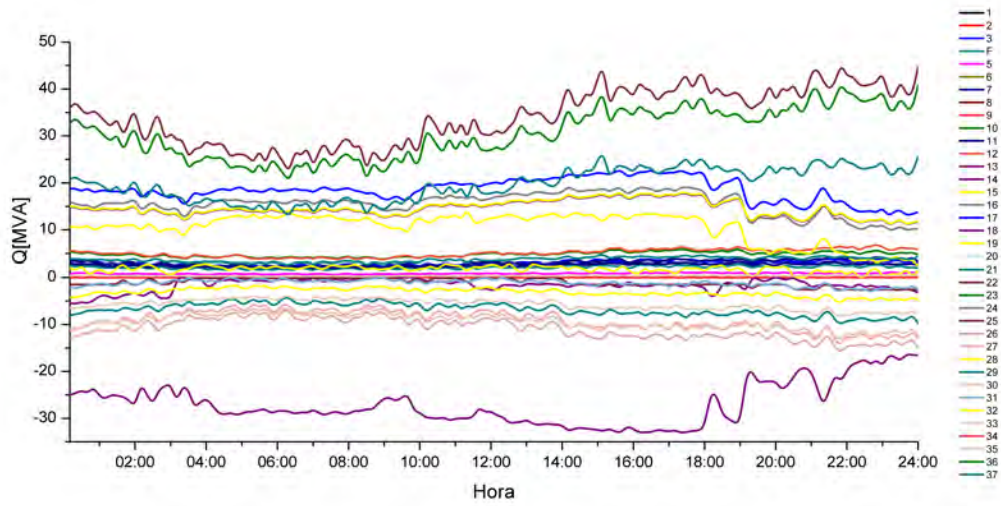


Figura 4.16 Potencia reactiva en las líneas de transmisión. Caso B)

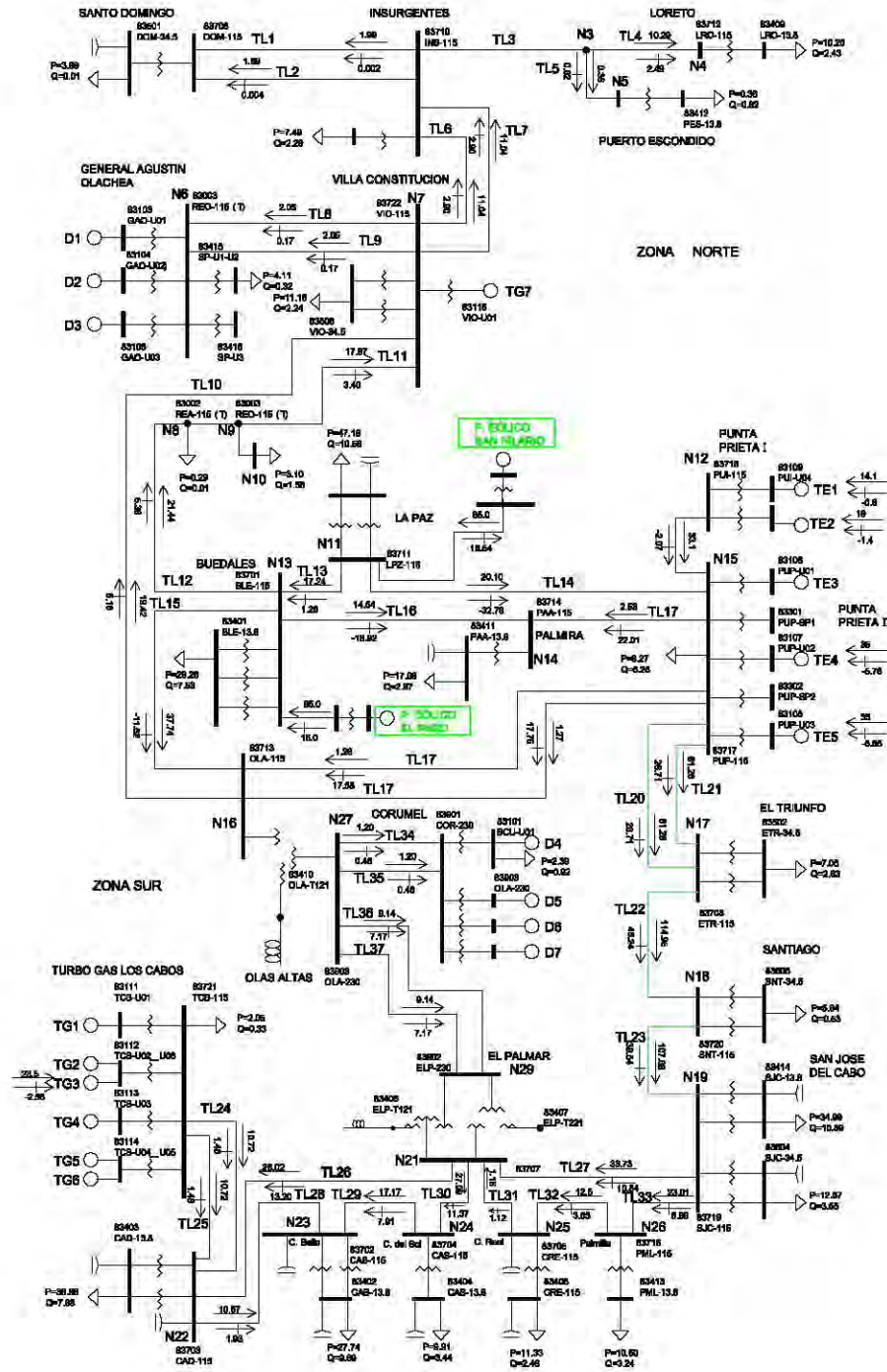


Figura 4.17 Flujos de potencia en la red de BCS. Caso B)

Un bajo nivel de voltaje nodal está relacionado con bajos niveles de potencia reactiva y/o pérdidas a través de las líneas de transmisión, por lo que la problemática de que los niveles de voltaje se encuentren fuera de los límites aceptables se corregirá ajustando los niveles de potencia reactiva en la red. Para solucionar este problema se propone la actualización del sistema de transmisión, en particular de proponer y evaluar las siguientes acciones.

CASO C) La modificación de la estructura del sistema eléctrico, a través de la implementación de nuevas líneas de transmisión.

CASO D) La implementación de un dispositivo SVC.

CASO E) La implementación de un dispositivo STATCOM.

El tendido de nuevas líneas de transmisión tiene por objeto transmitir de manera más eficientemente la energía generada en el norte a los sitios consumidores del sur mientras que la implementación de dispositivos FACTS está enfocada en apoyar la normalización de los parámetros de la red que están fuera del rango óptimo. La implementación de estas alternativas se muestran en la Figura 4.18. La nueva línea de transmisión es implementada para conectar la zona norte con la sur a través del nodo 16 (N16) y el nodo 20 (N20), mientras que la implementación de los dispositivos SVC y STATCOM se realizó en el nodo 23 (N23), ubicado en la red de 115 kV, pues dicho nodo es el que presenta la mayor caída de voltaje, en toda la red, por la adición de energía eólica. La encomienda de los dispositivos FACTS será el mantener el voltaje del nodo N23 (nodo controlado) en su valor nominal mediante la inyección o absorción de potencia reactiva.

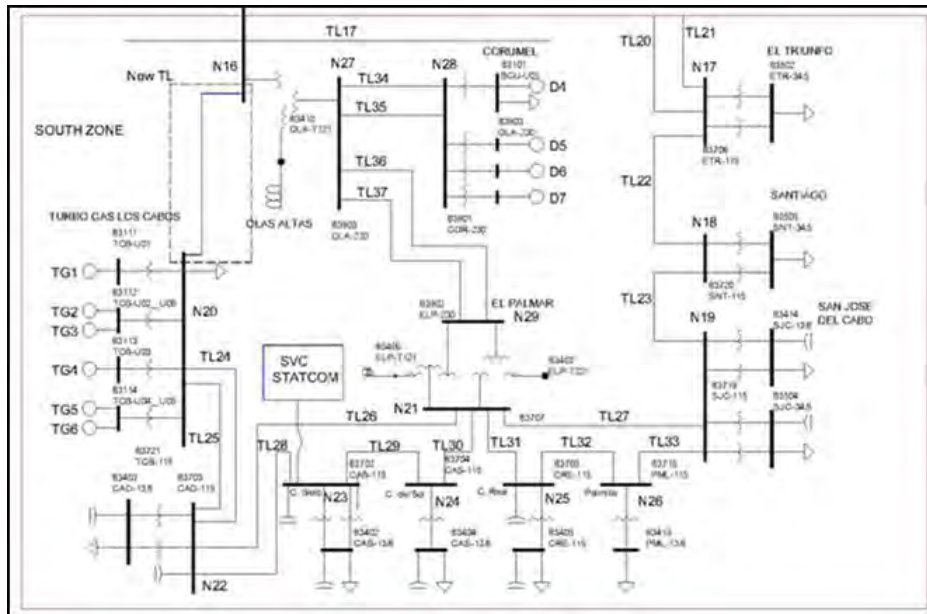


Figura 4.18 Nueva línea de transmisión y dispositivos FACTS en la red de BCS.

4.3 Actualización de la red ante la presencia de energía eólica

4.3.1 Caso C): Implementación de nueva líneas de transmisión

Como se ha mostrado, los sitios disponibles de energía eólica y los sitios de mayor generación del tipo convencional, a excepción del generador TG2, están situados en la zona norte del sistema, y la generación diesel y turbogas sustituida por la eólica se ubicaba en la parte sur del sistema. Por ello ahora se tiene que una gran distancia, y una buena cantidad de nodos, separa a los sitios de generación ubicados en la zona norte de los centros de carga ubicados en la zona sur, al menos 220 km de distancia separan al nodo 15 (N15) del nodo 23 (N23), por lo cual se propone el tendido de una nueva línea de transmisión de 130 km de longitud, operando en la red de 115 kV, que enlace el norte y el sur de la red lo que reducirá la impedancia total que deba enfrentar la potencia para alcanzar los centros de consumo ubicados en los nodos 22 al 26. La Figura 4.18 muestra la implementación de la nueva línea de transmisión en la red desde el nodo 16 (N16) al nodo 20 (N20).

Al efectuar la implementación de la nueva línea de transmisión se analizó nuevamente el comportamiento de la red eléctrica ante el ingreso de energía eólica, las Figuras 4.19 y 4.20 representan los voltaje nodales para la red de 115 KV y de 230 kV respectivamente. En dichas figuras puede observarse que los niveles de voltaje ahora se ubican por arriba del límite inferior que se exige en la operación de la red, tanto para la red de 115 kV como para la red de 230 kV se observa un incremento en las magnitudes de voltaje nodal en comparación con los resultados obtenidos en el caso B) debido principalmente a la reducción de la impedancia total que tiene que enfrentar la generación ubicada en la zona norte para alcanzar los centros de consumo en la zona sur (zona en donde los magnitudes de los voltajes nodales sufren la caída más drásticas debido a la presencia de energía eólica), por lo anterior, se considera que la implementación de la nueva línea de transmisión es una buena alternativa desde el punto de vista técnico para subsanar los efectos que presenta la integración de energía eólica en la red eléctrica de BCS.

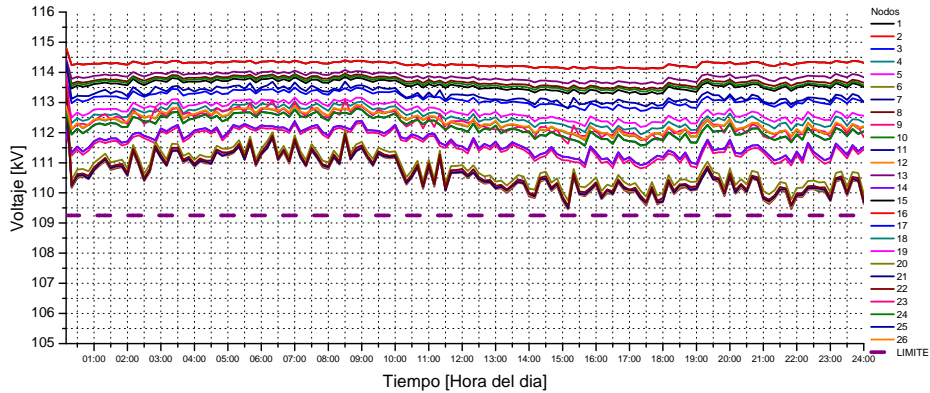


Figura 4.19 Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso C)

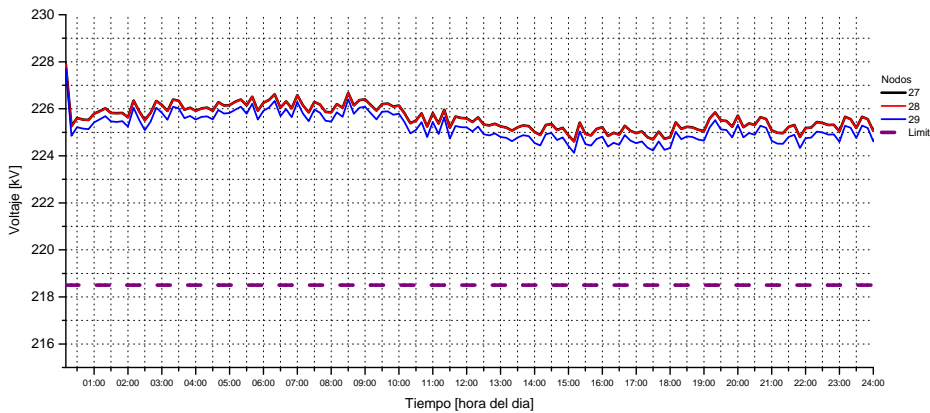


Figura 4.20 Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso C)

En cuanto a los flujos de potencia presentes en la red, En la figura 4.21 puede observarse una disminución del alrededor del 50 % en los valores de potencia activa transmitida por el corredor conformado por las líneas TL20, TL21, TL22 y TL23, lo cual es debido a que por el establecimiento de la nueva línea de transmisión (denominada TL38) el envío de potencia de la zona norte a la sur puede realizarse ahora por otro corredor conformado básicamente por las líneas de transmisión TL38, TL24 y TL25, en este sentido el valor de potencia que manejan

las líneas TL24 y TL25 se triplican en comparación con los valores observados para dichas líneas en el caso B), mientras que en las líneas TL36 y TL37 (corredor 2) los valores de potencia aumentan aproximadamente un 50 %. La Figura 4.22 muestra los flujos de potencia reactiva a través de la red eléctrica, de igual manera que en la Figura 4.21 los flujos reactivos transmitidos por las líneas TL20, T21 y TL23 disminuyen notablemente (alrededor de 66 %) ya que una parte importante de los flujos reactivos son transportados por la nueva línea de transmisión (TL38).

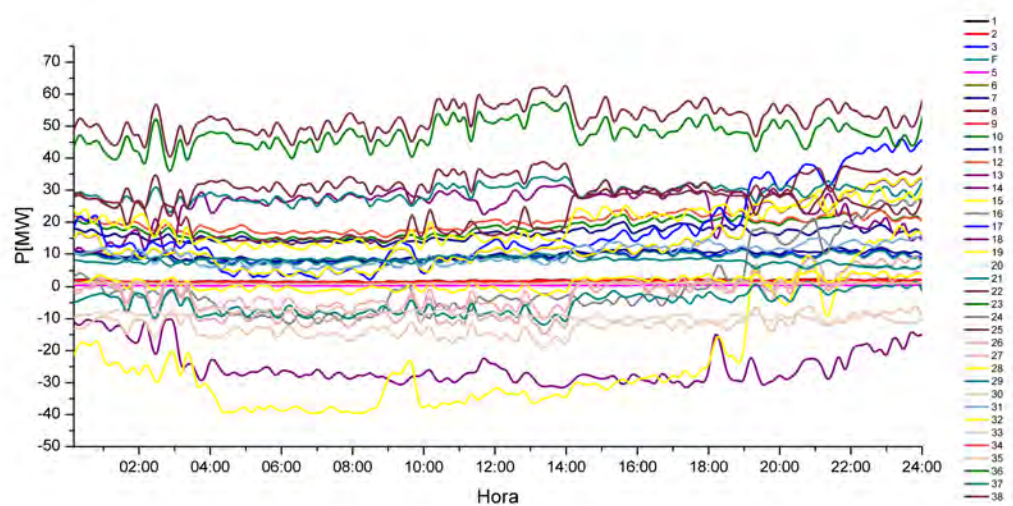


Figura 4.21 Potencia activa en las líneas de transmisión. Caso C)

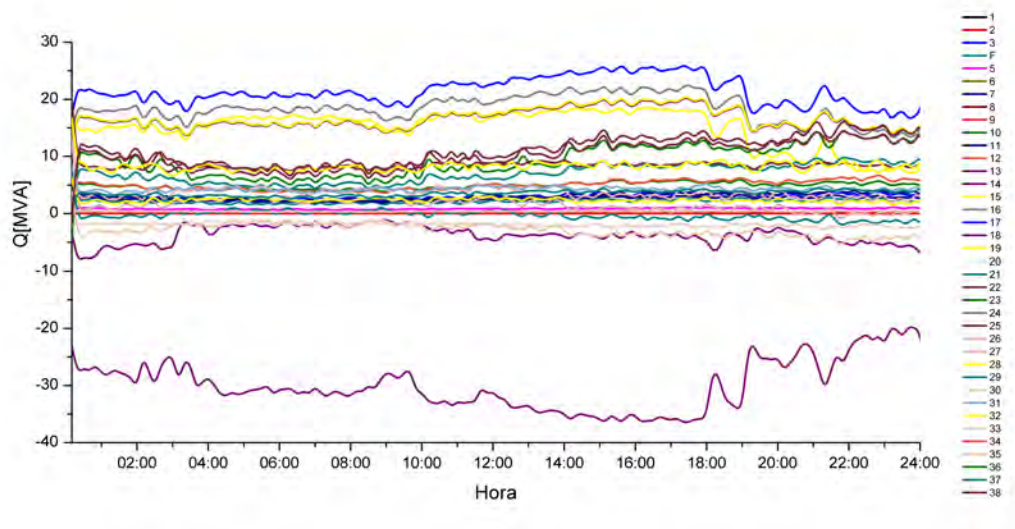


Figura 4.22 Potencia reactiva en las líneas de transmisión. Caso C)

Ahora bien, la Figura 4.23 representa los flujos de potencia para el caso C) puede observarse que con la implementación de la nueva línea de transmisión los flujos de potencia a través de la red eléctrica de BCS se modifican.

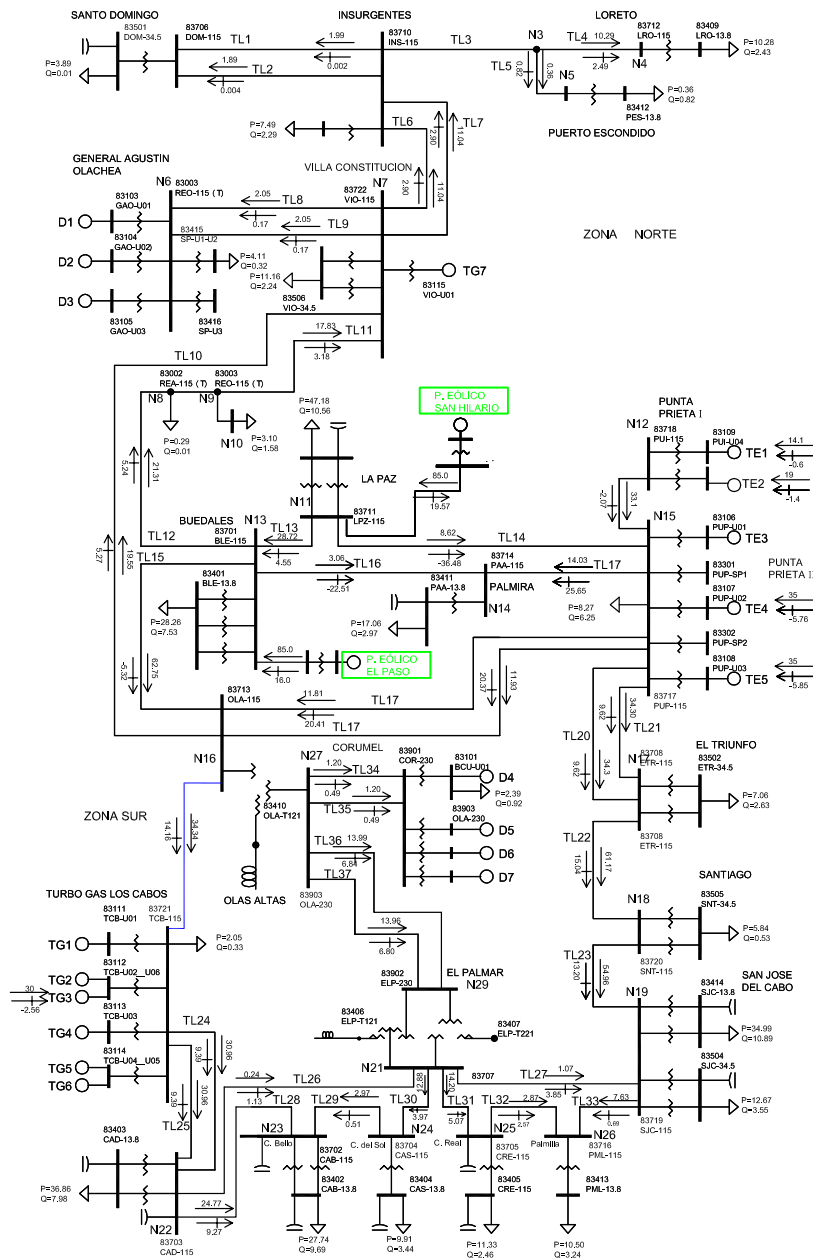


Figura 4.23 Flujos de potencia en la red de BCS. Caso C)

4.3.2 Caso D) Implementación de SVC

Después de la inyección de energía eólica a la red eléctrica de BCS, véase caso B), se observa claramente que los niveles de voltaje descendieron hasta niveles no tolerables lo que representa una operación inadecuada del sistema eléctrico. Un bajo nivel de voltaje en un nodo de un sistema eléctrico está fuertemente relacionados con bajos niveles de potencia reactiva en el mismo, por lo cual, una alternativa para subsanar esta contingencia es proveer potencia reactiva de forma local en aquellos nodos cuya caída del valor del voltaje sea mas pronunciada. Como ya hemos visto, los nodos que presentan las mayores caídas de voltaje están ubicados en el extremo sur de la red, nodos N23, N24, N25 y N26, por lo cual se propone la conexión de dispositivos FACTS en el nodo N23 con el fin de proveerle soporte de reactivos a éste y a su zona circunvecina. En este apartado visualizaremos la adición de un SVC a la red eléctrica de BCS, mientras que en la sección siguiente observaremos la influencia de un dispositivo tipo STATCOM en la red eléctrica a través del nodo N23.

En la Figura 4.24 se muestra la implementación, bajo programación, del SVC en el nodo N23. Es importante aclarar que la implementación del VSC se hace sobre la configuración vista en el caso B) es decir, no incluye la línea de transmisión añadida en el caso C).

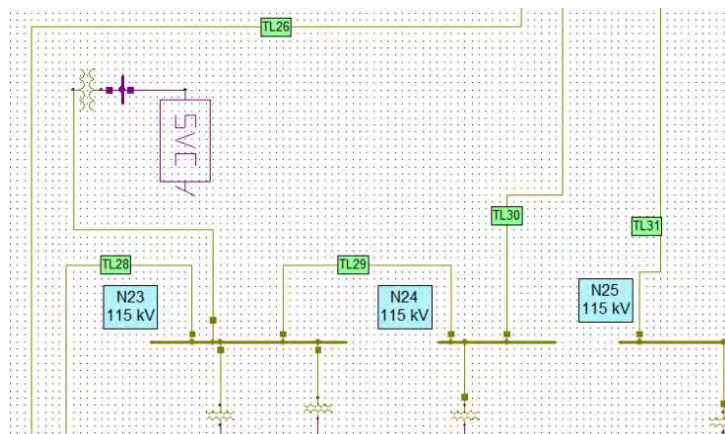


Figura 4.24 VSC en la red de BCS

Al efectuar la evaluación del comportamiento de la red eléctrica de BCS se obtuvieron los voltajes de nodos representados en las Figuras 4.25 y 4.26, en dichas Figuras se observa que la implementación del VSC produjo que la totalidad de los nodos de la red eléctrica se encuentren por arriba del límite inferior requerido por el operador de la red. Obviamente el VSC inyectó potencia reactiva al N23 (nodo

controlado por el VSC) pero además dicho nodo transfirió potencia reactiva a sus nodos vecinos por lo que la implementación de un solo VSC en el nodo N23 fue suficiente para afectar favorablemente a los nodos que presentaban las caídas de voltaje al implementar los parques eólicos. 4.29.

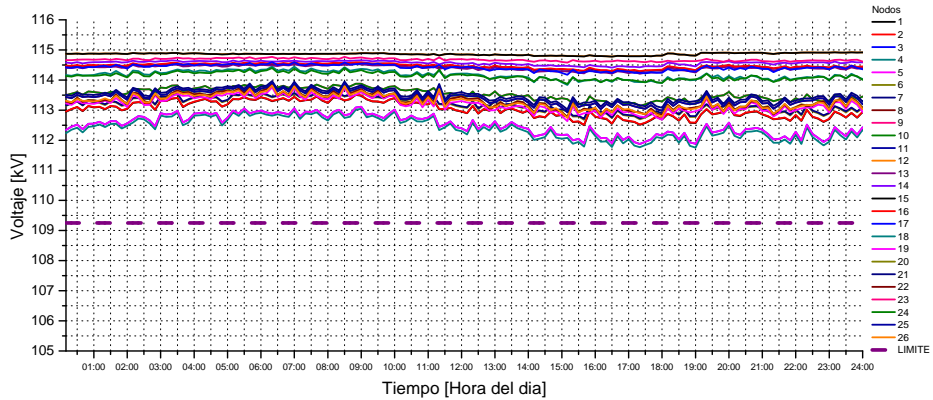


Figura 4.25 Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso D)

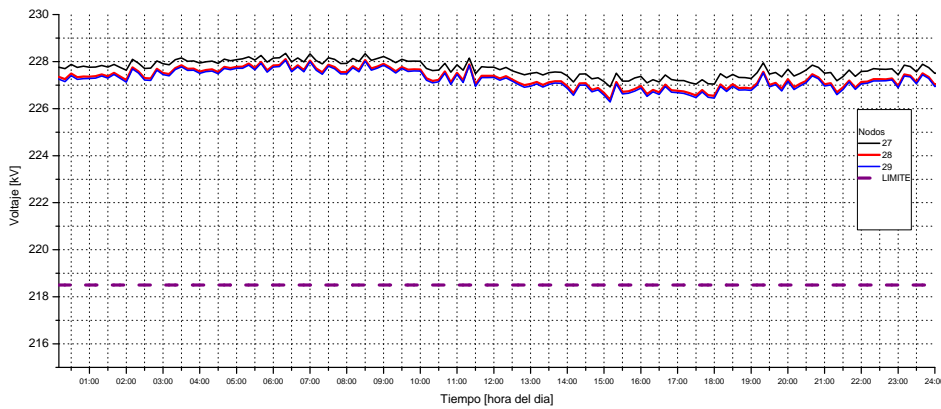


Figura 4.26 Voltaje nodal (230 kV nominal), Caso D)

Las figuras 4.27 y 4.28 muestran los flujos de potencia a través de las líneas de trasmisión de la red eléctrica para el caso descrito en esta sección. Puede observarse que los niveles de potencia activa son muy similares a los obtenidos en el

caso B) (Figura 4.15), ésto debido a que el dispositivo SVC no tiene impacto en la matriz de generación del sistema y por lo tanto los flujos de potencia activa no presentan mayores cambios con relación a cuando se tiene la inyección de energía eólica a la red sin la adecuación de esta última. En contraparte, el hecho de que el SVC aporte reactivos a la red en el nodo N23 ocasiona que los flujos de potencia reactiva a través del sistema eléctrico cambien, un ejemplo claro son los valores de potencia transmitidos por la línea TL29 la cual es la encargada de conectar el nodo N23 con los nodos adyacentes que presentan demanda eléctrica (N24, N25 y N26) por lo cual las líneas que enlazan estos nodos presentan un aumento en su potencia reactiva transmitida, igualmente es de hacer notar que es ahora la zona sur la que envía reactivos a la zona norte a través de las líneas TL20, TL21, TI22 y TI23 por lo cual el sentido de flujo en dichas líneas de transmisión se invierte en comparación con el observado en el caso B).

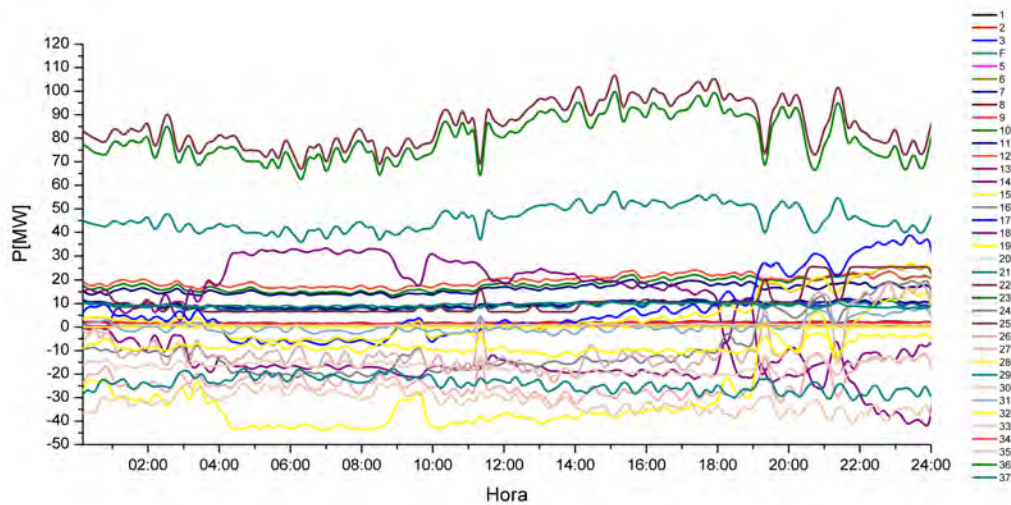


Figura 4.27 Potencia activa en las líneas de transmisión. Caso D)

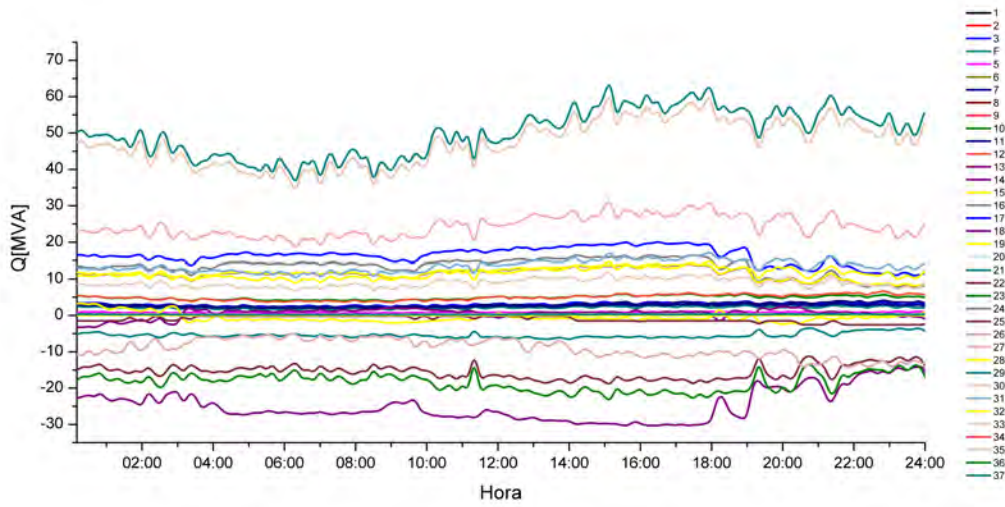


Figura 4.28 Potencia reactiva en las líneas de transmisión. Caso D)

Los flujos de potencia que se presentan en el sistema con el impacto del VSC se muestran en la Figura 4.29

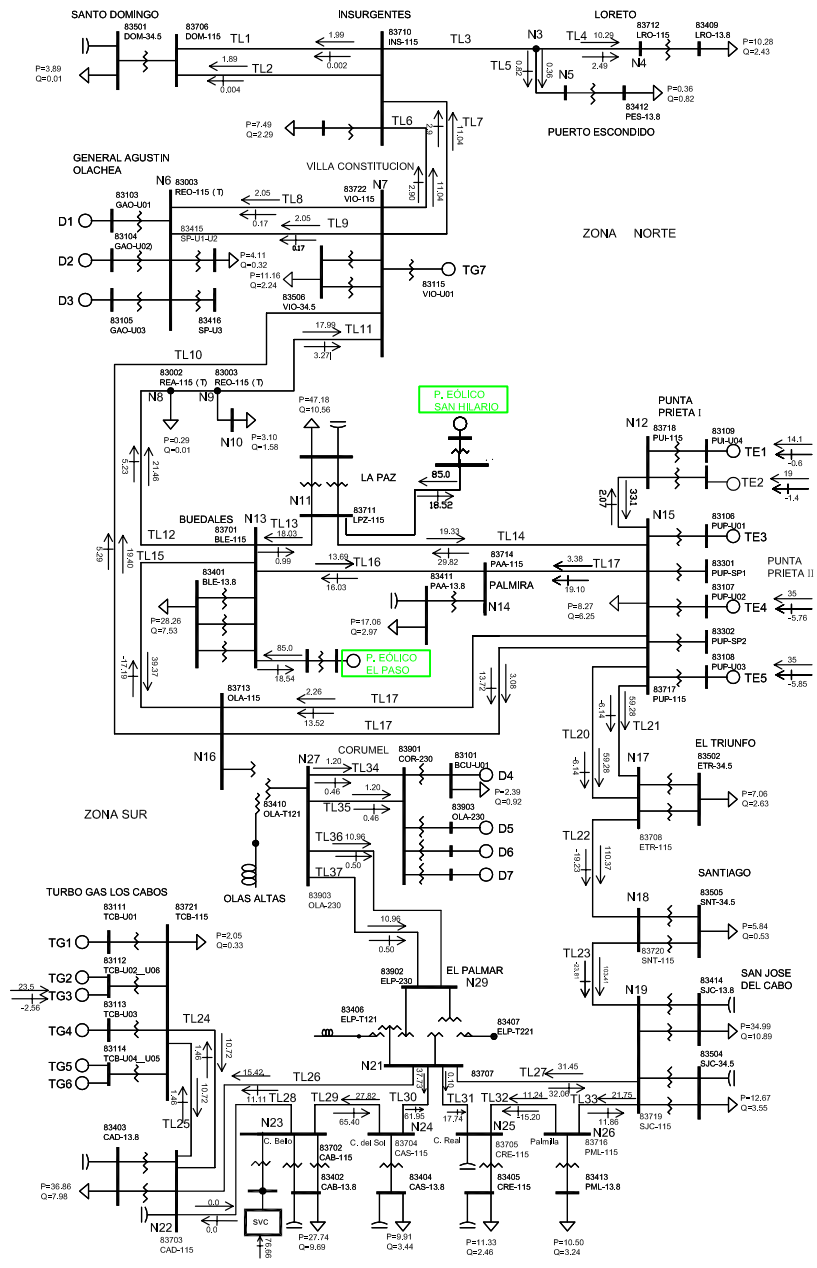


Figura 4.29 Flujos de potencia en la red de BCS. Caso D)

4.3.3 Caso E) STATCOM en la red de BCS

La implementación de un STATCOM en el nodo N23 ocasionó que dicho dispositivo inyectara potencia reactiva para mantener el voltaje de su nodo controlado en un valor de 100 %. Las Figuras 4.30 y 4.31 representan los valores de voltajes de nodo para la red de 115 kV y para la red de 230 kV respectivamente puede observarse claramente que los voltajes de nodo se recuperaron por la acción del STATCOM, al igual que el en caso D la inyección de potencia reactiva en el nodo N23 ocasionó una elevación en los niveles de voltaje de los nodos ubicados en la zona sur de la red eléctrica.

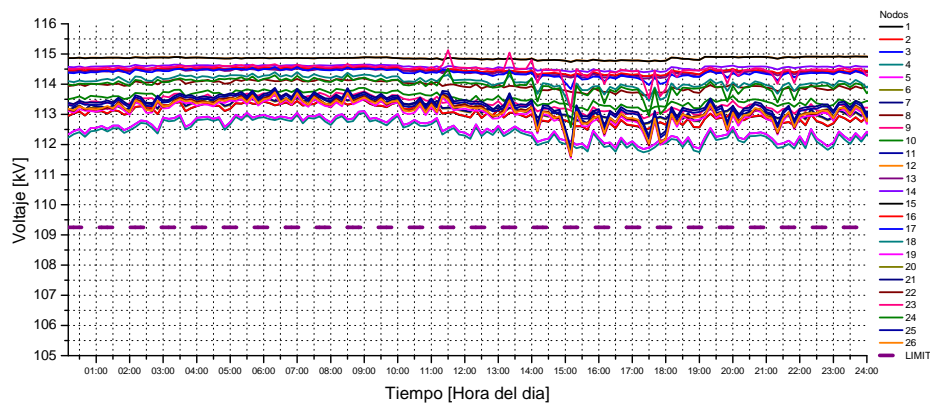


Figura 4.30 Voltaje nodal (115 kV nominal), Caso E)

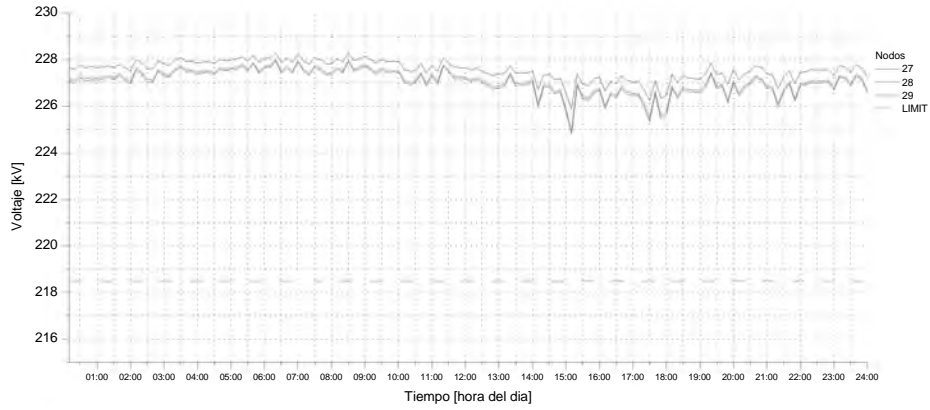


Figura 4.31 Voltaje nodal (230 kV nominal), Caso E)

Para el caso presentado en esta sección, las figuras 4.32 y 4.33 muestran los flujos de potencia a través de las líneas de transmisión de la red eléctrica, los resultados obtenidos son similares a los obtenidos en el caso D), pues tanto el SVC como el STATCOM controlan el voltaje del nodo N23 mediante la inyección de reactivos en el mencionado nodo. Por lo cual las líneas de transmisión y los flujos de potencia presentan un comportamiento similar en ambos casos.

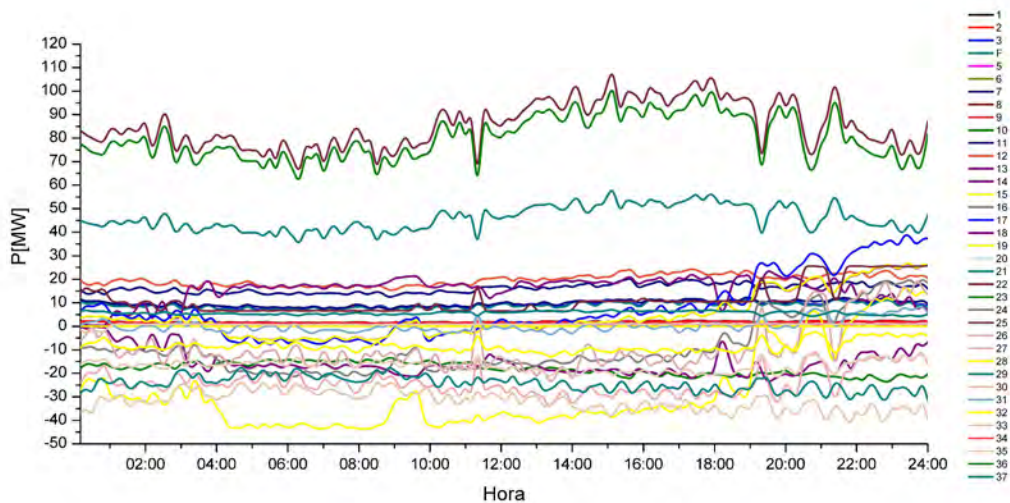


Figura 4.32 Potencia activa en las líneas de transmisión. Caso D)

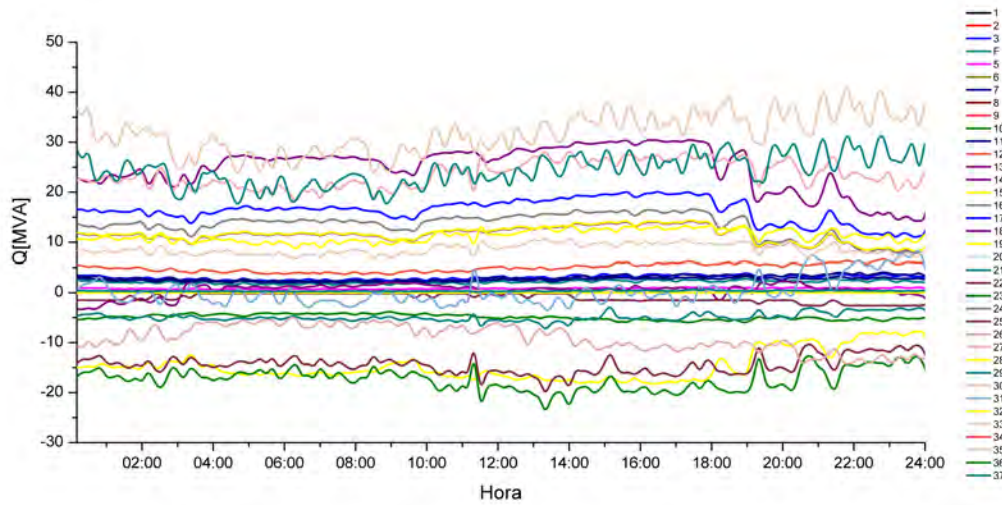


Figura 4.33 Potencia reactiva en las líneas de transmisión. Caso E)

En el diagrama presentado en la Figura 4.34 puede observarse la aportación de potencia reactiva del STATCOM a las 15 horas, observe como el dispositivo inyecta potencia reactiva para mantener el voltaje del nodo N23 en su valor nominal de 115 kV.

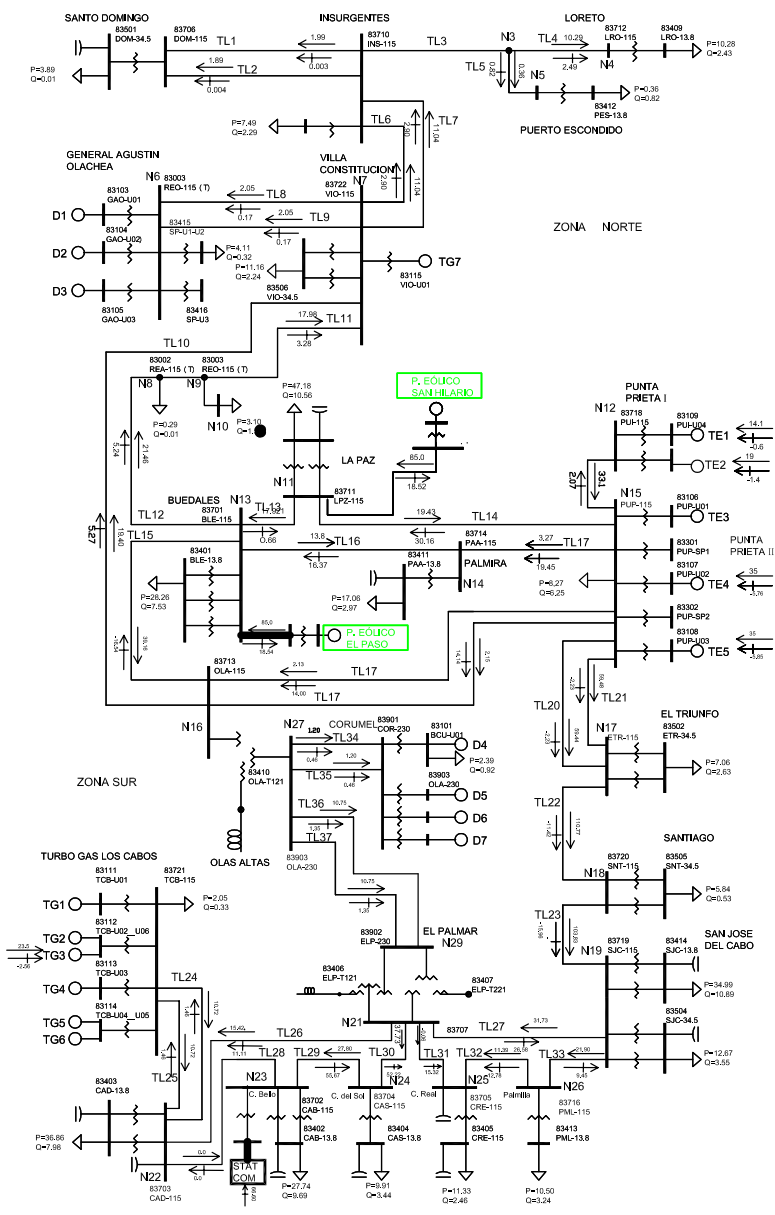


Figura 4.34 Flujos de potencia en la red de BCS. Caso E)

4.3.4 Análisis de penetrabilidad eoloeléctrica en la red de BCS

En las paginas anteriores hemos visto el impacto de la implementación de parques eólicos en la red de BCS, se determinó que no es posible la incorporación de parques eólicos, de la capacidad nominal propuesta, sin efectuar adecuaciones al sistema eléctrico. Ahora bien, ¿Cuál es la cantidad de potencia eólica que podría soportar la red en su configuración original si se establecieran emplazamientos eólicos en las localidades de San Hilario y El Paso. Si tomamos como límite de penetración aquel valor de energía eólica que genera un cambio en los parámetros de red tal que no se violen los rangos de operación establecidos por el operador de la red (CFE) se puede entonces determinar la cantidad máxima de energía eólica que puede ser inyectada la red sin violar dichos rangos. Para realizar el análisis de máxima penetrabilidad se determino la siguiente metodología:

1.-Determinar los flujos de potencia y por lo tanto los voltajes de nodo de la red en su configuración original.

2.- Asignar la magnitud de los parámetros de operación de la red requeridos para una operación satisfactoria de la mismas (límites).

2.-Proponer el establecimiento de las centrales eólicas, y su capacidad, en la red eléctrica.

3.-Modificar la matriz de generación eléctrica para adecuar la nueva producción a los requerimiento de la carga.

4.- Determinar los flujos de potencia y los voltajes nodales de la red.

5.- Comparar los valores encontrados con los valores requeridos (límites) para una operación adecuada de la red. determinar la presencia de los casos siguientes:

a) Violación de límites- Reduccion de la capacidad de energía eoloeléctrica en la red, ejecutar paso 2.

b) No violación de limites- Aumento de la capacidad eoloeléctrica en la red, ejecutar paso 2.

c) Parámetros de red de igual valor a los limites establecidos; Al presentarse este caso se obtiene el valor de penetración eolica máxima.

Mediante esta metodología se determinó que la red eléctrica de BCS. puede aceptar un máximo de 19 MW de potencia eólica (9.5 MW en cada sitio anemométrico),

en los sitios anemométricos mencionados sin efectuar modificaciones a la estructura de la red, la Figura 4.35 muestra los voltajes nodales para ese nivel de penetración, puede observarse que todos los nodos se encuentran dentro del rango de $\pm 5\%$ requerido para garantizar un adecuado funcionamiento de la red. Si consideramos que la penetración de potencia eoloeléctrica N_p es la relación entre la potencia eolica activa instalada en un área dada P_W y la potencia total demandada

por la carga P_L en la misma área [48], se tiene que:

$$Np = \frac{P_W}{P_L},$$

asumiendo que la carga presenta un valor máximo de 311 MW, el porcentaje de penetración máxima de energía eólica en la red de BCS bajo su configuración original es de sólo 6.1 %, estableciendo las centrales eólicas en las nodos descritos, lo cual es causado por las características propias de la red de BCS, la cual es un sistema aislado y sus puntos de generación se encuentran relativamente cercanos a los puntos de consumo, por lo cual la red es muy sensible a la salida de operación de centrales de generación convencionales (sobre todo en la parte sur de la red), ya que esto ocasiona que la energía eléctrica tenga que ser transportada desde largas distancias. En otras palabras la red de BCS es un sistema con generación distribuida que incluye centrales diesel en el sur, al eliminar éstas el sistema tiende a volverse un sistema centralizado a pesar de que la integración de energía eólica suele favorecer la generación distribuida en las redes eléctricas.

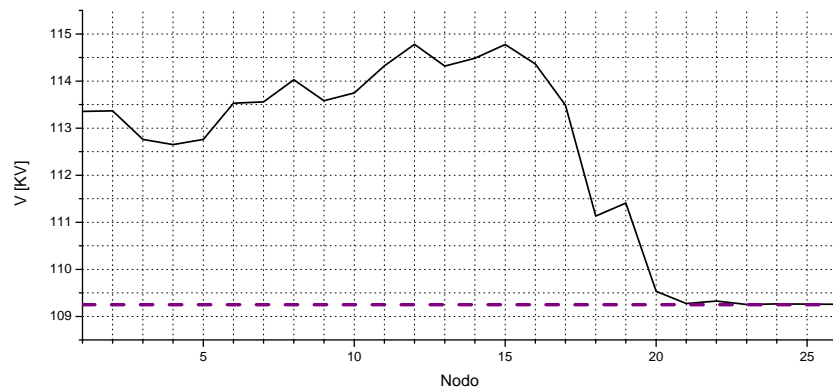


Figura 4.35 Voltajes nodales para máximo nivel de penetración eólica en la red de 115 kV

Capítulo 5

Análisis de resultados y discusión

En la presente sección se presentan los estudios, y los resultados, realizados para estudiar al incorporación de energía eólica en una red eléctrica. Para tal efecto se realizaron los siguientes casos iniciales

1.- Caso A) Red eléctrica en su configuración original. Se evaluó el comportamiento de la red eléctrica de BCS en su estructura original determinándose los parámetros con los que opera la red eléctrica bajo esa configuración.

2.- Caso B) Red eléctrica con energía eólica. Se evaluó la red eléctrica ante la incorporación de energía eléctrica a la matriz de generación de dicha red evaluándose los efectos que origino dicha incorporación en los parámetros de red.

Para solucionar los problemas surgidos por la integración de energía eólica a la red, se propusieron los siguientes casos como posibles soluciones a las problemáticas surgidas.

3.- Caso C) Implementacion de nueva línea de transmisión (Red con energía eólica y nueva línea de transmisión).

4.- Caso D) Red eléctrica con SVC.

5.- Caso E) Red eléctrica con STATCOM.

Cada uno de los casos de estudio produce un comportamiento particular de la red eléctrica. La Figura 5.1 muestra los voltajes nodales, a las 15 horas, para todos los casos estudiados, puede apreciarse el comportamiento del voltaje en cada nodo dependiendo de la configuración de la red.

Las figuras 5.2 y 5.3 muestran respectivamente, los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión a las 15 horas. Es pertinente aclarar que para determinar el sentido del flujo de potencia de una línea de transmisión dada

se toma como base el sentido del flujo de potencia activa del caso caso A), es decir, si para el caso A) cierta línea de transmisión presenta un valor positivo en la magnitud de potencia activa que transita por ella y en otro caso dicha magnitud es negativa implica que hubo un cambio de sentido del flujo de potencia en esa línea de transmisión.

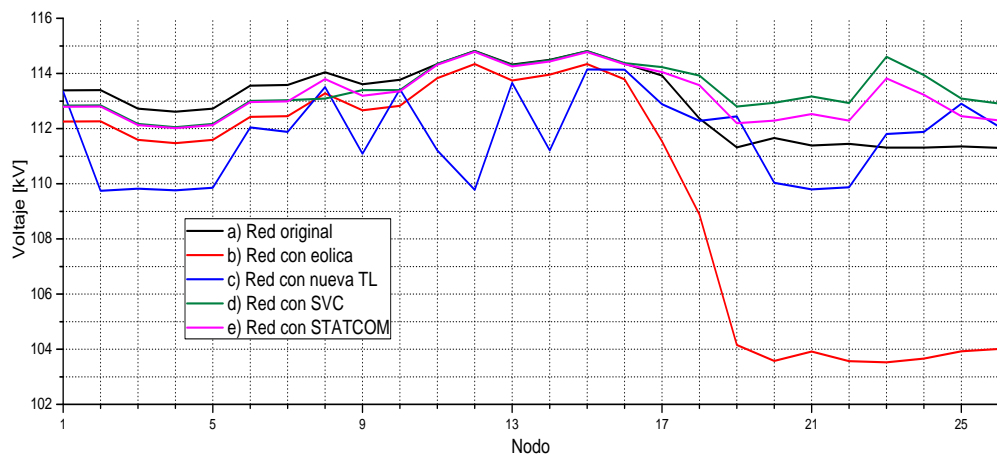


Figura 5.1 Voltajes nodales, todos los estudios de caso

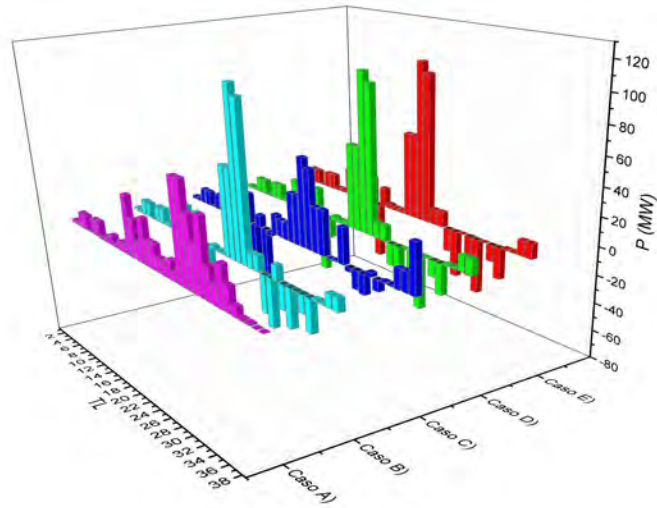


Figura 5.2 Potencia activa en las TL a las 15 hrs.

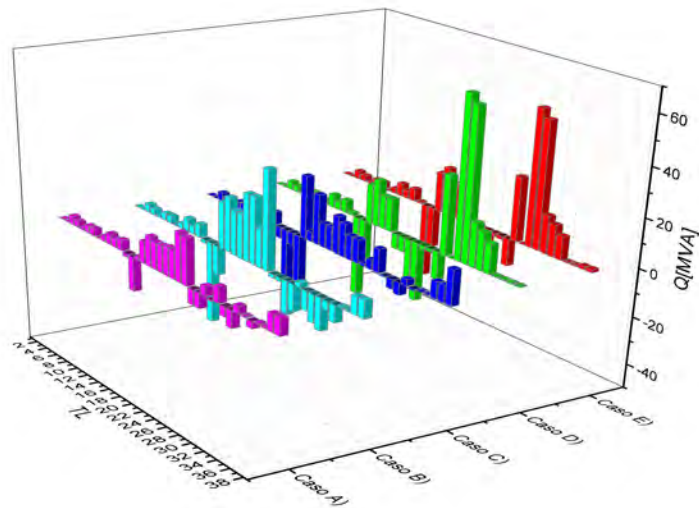


Figura 5.3 Potencia reactiva en las TL a las 15 hrs.

En la Figura 5.4 se muestran las perdidas globales encontradas en la red eléctrica para los cinco casos estudiados, se observa claramente que, para una red que presente una configuración similar a la estudiada, la inclusión de grandes canti-

dades de energía renovable (en este caso eólica) aumenta las pérdidas globales de potencia debido a que la inclusión de dicho tipo de unidades centraliza geográficamente la generación por lo cual la energía tiene que ser transportada a los centros de consumo desde largas distancias por lo cual, las mayores pérdidas ocurren en el caso B) siendo éstas ligeramente amortiguadas para los casos donde modifica el sistema eléctrico para adecuarse a la establecimiento de las nuevas centrales, incluso la inyección de potencia eoloeléctrica en niveles óptimos y en los cuales no se originan caídas de voltajes nodales mas allá del límite establecido, como se describe en la sección 4.3.4, originan un leve aumento en las pérdidas globales.

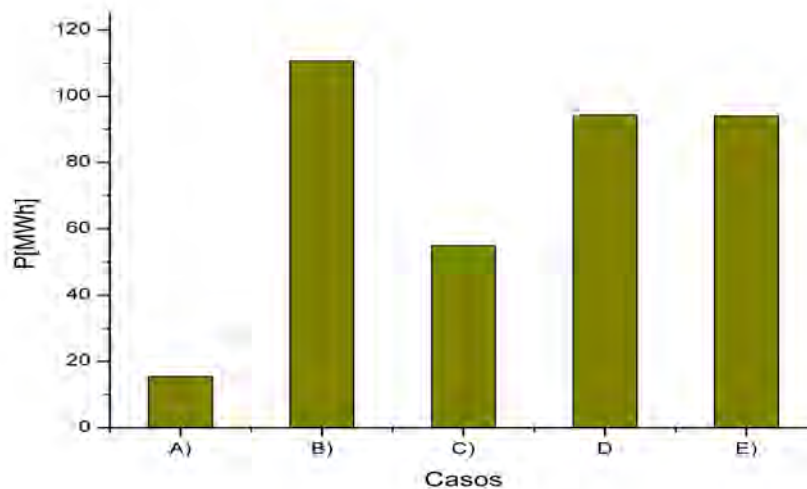


Figura 5.4 Pérdidas globales en el sistema eléctrico

A continuación se presenta un análisis al confrontar diversos estudios de caso.

5.1 Caso A) vs Caso B)

El caso A) representa el primer caso base del estudio de la red de BCS pues representa el análisis del sistema eléctrico en su configuración original. La generación eléctrica y la carga están balanceadas entre si, para su estado original es claro que la generación eléctrica está distribuida entre la zona norte y la zona sur de la red, la cual por lo tanto presenta una configuración de generación distribuida con centrales de generación tanto en el norte como en el sur del sistema. Por lo anterior las líneas de transmisión no presentan saturación en cuanto a valores

de potencia que transmiten y los voltajes de nodo se encuentran dentro del rango que el operador exige. En contraste el caso B) plantea el establecimiento de 170 MW eoloelectricos en la zona norte de la red eléctrica lo que ocasiona que la gran mayoría de las centrales generadoras de la zona sur dejen de operar, ya que la fuente eólica sustituyo a las centrales generadoras del tipo convencional. Aunque normalmente el establecimiento de centrales generadoras contribuye a un mejor nivel en el voltaje de los nodos, en este caso no sucede así, pues la generación no se distribuye en varias partes del sistema, al contrario, la generación se concentra ahora en la parte norte de la red. La inyección de potencia eólica causa que la transmisión de potencia para satisfacer los requerimientos de los nodos N18 al N26 sea realizada desde grandes distancias, lo que conlleva pérdidas por el efecto de las impedancias de las líneas de transmisión.

En las Figuras 5.5 y 5.6 se muestran los flujos de potencia activa y reactiva para los casos A) y B) a las 15 horas, donde puede observarse un fuerte aumento en el valor de la potencia activa en las líneas TL20 a TL23 que son las líneas de entrada hacia la parte sur de la red, mientras que las líneas TL24 y TL25 disminuyen su valor de potencia transmitida pues eran estas las líneas encargadas de transmitir la energía de las centrales que salieron de operación al añadirse la energía eólica a la matriz de generación de la red. Estos valores de potencia en combinación con las altas impedancias que la energía producida en el norte tiene que vencer para llegar a los centros de consumo en el sur origina mayores pérdidas en dichas líneas comparadas con el caso A). La Figura 5.7 muestra los voltajes de nodo para los casos A) y B) a las 15 horas. Puede observarse que a partir de nodo N18 el nivel de voltaje cae fuertemente pues es este nodo el que actúa como puerta de entrada hacia la zona sur del sistema eléctrico. Estas fuertes caídas de los voltajes de nodo imposibilitan la adición de energía eólica en el sistema si es que se mantiene bajo su configuración original.

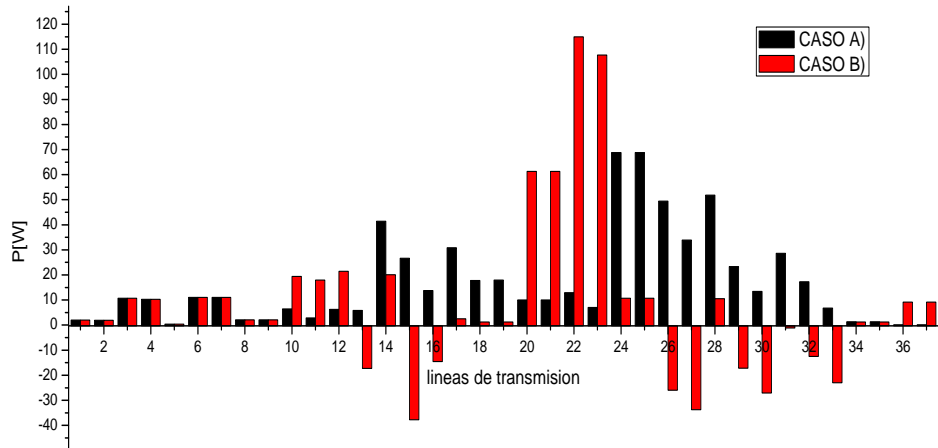


Figura 5.5 Flujos de potencia activa en las líneas de transmisión, caso A) y caso B

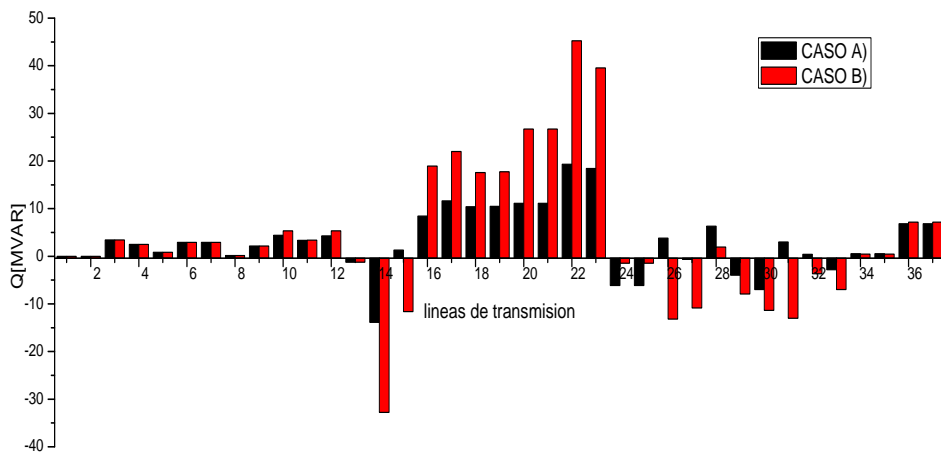


Figura 5.6 Flujos de Potencia reactiva en las líneas de transmisión, caso A) y caso B

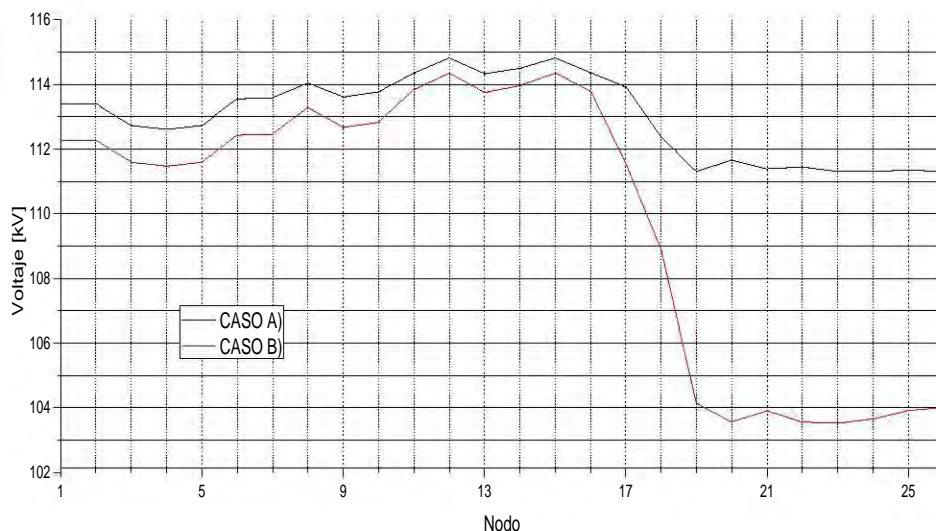


Figura 5.7 Voltaje de nodo, casos A) y B) para la red de 115 kV

5.2 Caso B) VS Caso C)

Habiendo ya establecido que el caso B) no representa un correcto comportamiento de los parámetros de red, se propone el establecimiento de una nueva línea de transmisión entre las zona norte y sur de la red eléctrica, caso C). La implementación de una nueva línea de transmisión del nodo N16 al nodo N20 crea un flujo de potencias mas eficiente de la norte a la zona sur, con esta modificación se presenta una disminución en los flujos de potencia presentes de la línea TL20 a la línea TL23 y de las líneas TL 26 y TL27 las cuales son compensadas por un aumento en la transmisión de potencia en las líneas TL24 y 25, y logicamente, en la nueva línea de transmisión denominada como TL38. Debido a esta nueva configuración las pérdidas en las líneas de transmisión decrecen tal como se puede apreciar en la líneas de transmisión TL22 cuyos flujo de potencia a las 15 horas cambia de $114.95+45.24j$ a $61.17+ 15.04j$, ver Figura 5.8, con lo cual la perdidas en dicha línea de transmisión disminuyen desde $0.51+5.55j$ obtenidos en caso B) a $0.37 +1.56j$ para el caso C). En la Figura 5.9 se presentan los cambios en los flujos de potenciareactiva en la red para los casos B) y C).

En la gráfica mostrada en la Figura 5.10 puede apreciarse que la implemen-

tación de la línea de transmisión aumenta el voltaje nodal en los nodos que se encuentran mas alejados de las centrales eólicas, con lo cual en cuanto a la estabilidad en voltaje, la instalación de la nueva línea de transmisión impactaría favorablemente a los nodos que presentaron caídas en su valor de voltaje al integrar potencia eólica a la red.

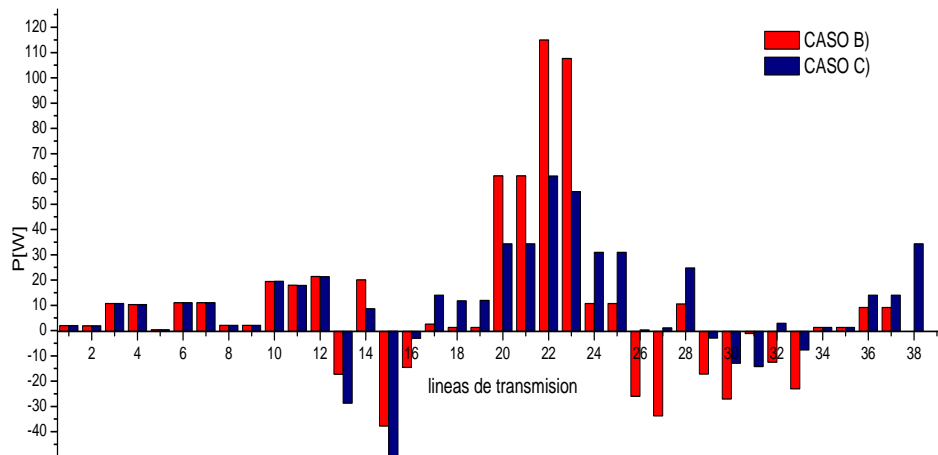


Figura 5.8 Potencia activa en líneas de transmisión, caso B) vs caso C)

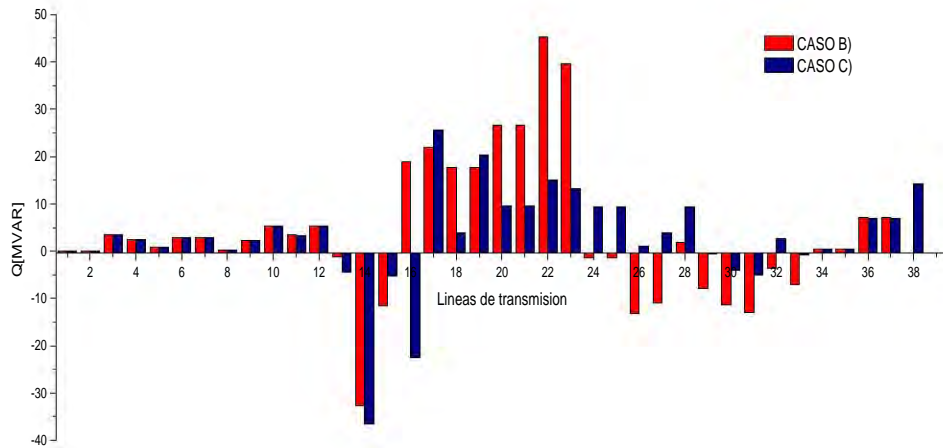


Figura 5.9 Flujo de Potencia reactiva en líneas de transmisión, caso B) vs caso C)

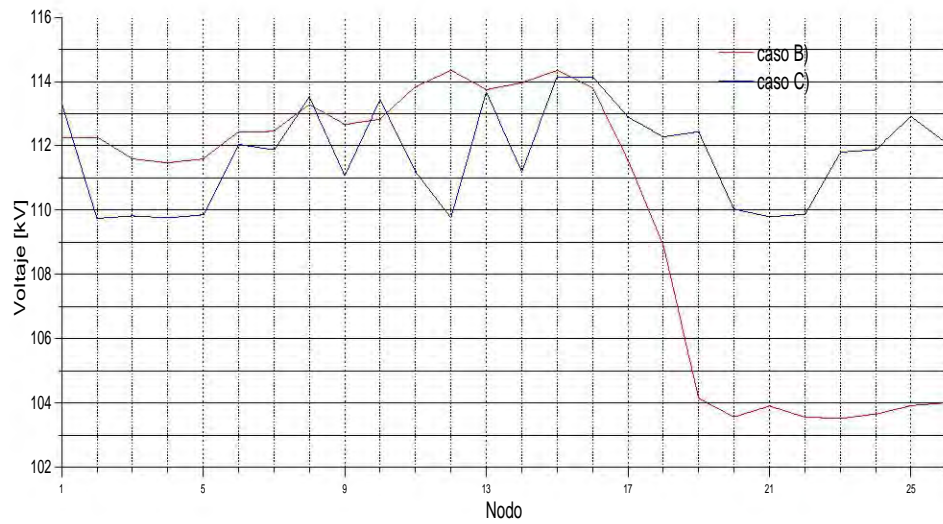


Figura 5.10 Voltaje de nodo, caso B) vs casoC)

5.3 Caso D) vs Caso E)

La implementación de un SVC y un STATCOM, contribuyó a mejorar el comportamiento de la red eléctrica ante el ingreso de energía eólica a la misma, como puede observarse en la Figura 5.11 los valores de la potencia activa transmitida por las diferentes líneas de transmisión del sistema eléctrico no cambia sustancialmente en comparación con el caso B) (el cual representa la incorporación de energía eléctrica en la red bajo su configuración original), igualmente resulta claro que no existe mayores cambios en el sentido de los flujos de potencia pues tanto el SVC como el STATCOM no realizan inyección alguna de potencia activa por lo cual dichos flujos permanecen prácticamente iguales, Sólo es de destacar que la línea de transmisión TL 28 deja de transmitir potencia activa debido a la reconfiguración de los flujos debido a la presencia de los dispositivos FATCS. Si se observa ahora la Figura 5.12 puede apreciarse claramente que debido la conexión de un dispositivo SVC/STATCOM en el nodo 23, se originan cambios importantes en los flujos de potencia reactiva de de la zona circunvecina a dicho nodo, el conjunto conformado desde la línea TL20 a la línea TL33 presentan cambios en el sentido de sus flujos de potencias, por ejemplo la línea TL30 presenta un cambio un cambio de magnitud y sentido de la potencia que transmite al pasar de -11.37 MVAR para el caso B) a 61.95 MVAR para el caso D) (implementación del VSC) y a 52.22 MVAR para el caso E). La Tabla 5.1 muestra los valores de los flujos de potencia reactiva a través de las líneas de transmisión para los casos descritos, el cambio de signo con respecto al caso B) indica un cambio en el sentido de flujo de potencia en la línea de transmisión. Es importante aclarar que durante la reconfiguración de los flujos de potencia ninguna de las líneas de transmisión del sistema presenta un magnitud de flujo más allá de las capacidad que una línea de transmisión es capaz de transmitir.

En la Figura 5.13 se muestra la aportación a la red eléctrica tanto del SVC como del STATCOM. Puede apreciarse que del periodo comprendido entre las 12:30 y las 17:00 horas el STATCOM, en comparación con el SVC, requiere inyectar una menor cantidad de potencia reactiva para mantener el voltaje de su nodo controlado en su valor nominal (nodo N23 a 115 kV), esto debido a que en dicho periodo de tiempo se presenta la la mayor caída en los voltajes de nodo de la red (ver Figuras 4.13 y 4.14). Tal y como se vio en las curvas de operación del STATCOM este dispositivo puede proporcionar plena potencia capacitiva aún a bajos niveles de voltaje del sistema, mientras que el SVC no tiene esta capacidad.

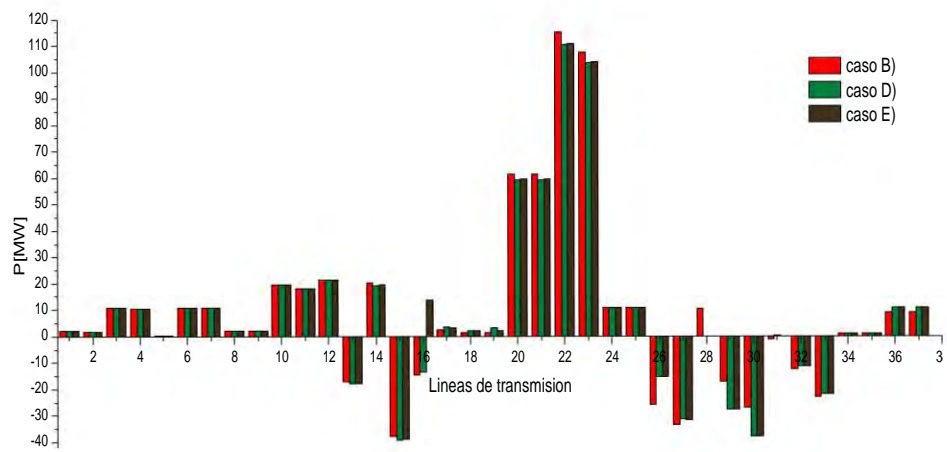


Figura 5.11 Flujos de potencia activa en líneas de transmisión, casos B), D) y E)

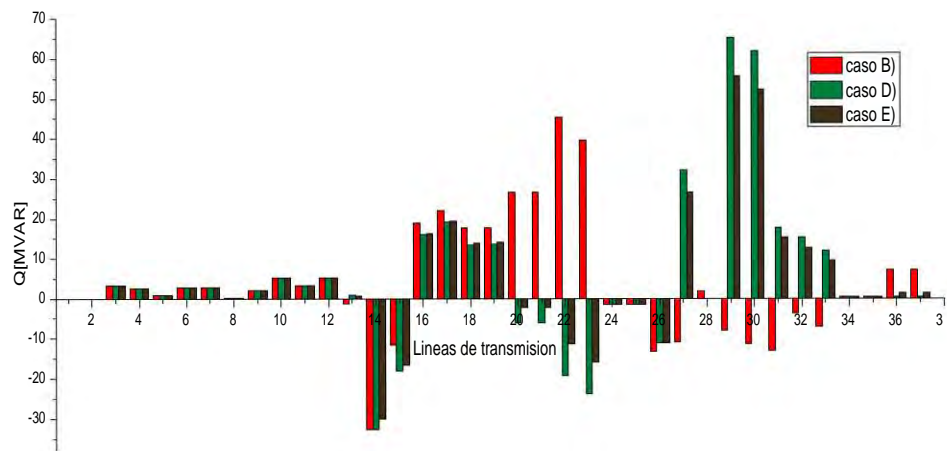


Figura 5.12 Flujos de potencia reactiva en líneas de transmisión, casos B), D) y E)

Tabla 5.1 Cambio de flujos P. reactiva casosB), D) y E)

| LÍNEA | CASO B) | CASO C) | CASO D) |
|-------|---------|---------|---------|
| TL20 | 26.71 | -6.14 | -2.23 |
| TL21 | 26.71 | -6.14 | -2.23 |
| TL22 | 45.24 | -19.23 | -11.42 |
| TL23 | 39.54 | -23.81 | -15.96 |
| TL27 | -10.84 | 32.06 | 26.58 |
| TL28 | 1.93 | 0 | 0 |
| TL29 | -7.91 | 65.4 | 55.67 |
| TL30 | -11.37 | 61.95 | 52.22 |
| TL31 | -13 | 17.74 | 15.32 |
| TL32 | -3.65 | 15.2 | 12.78 |
| TL33 | -6.99 | 11.86 | 9.45 |

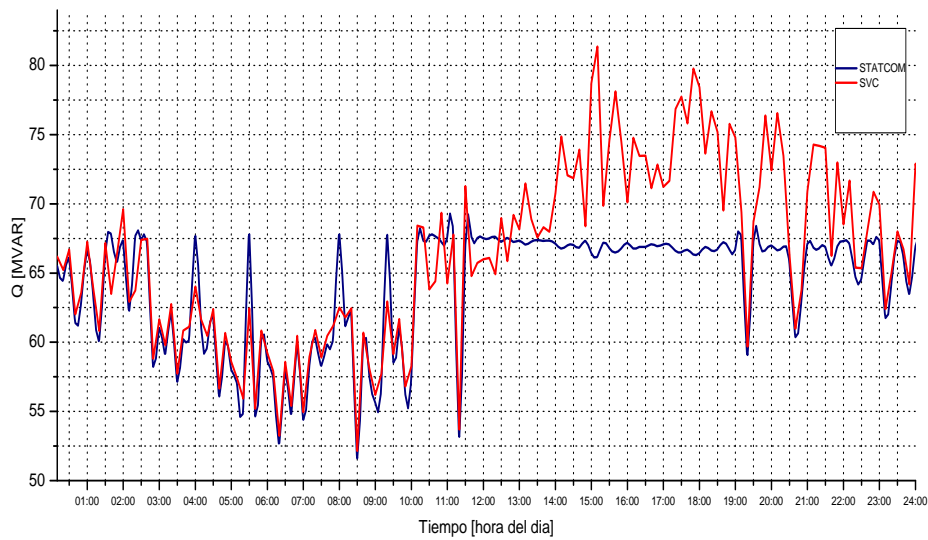


Figura 5.13 Compensacion de potencia reactiva mediante VSC/STATCOM

Conclusiones

Algunos tipos de energías renovables tienen la característica de presentar un recurso primario intermitente (por ejemplo la energía solar y la eólica), la integración de centrales generadoras de este tipo en las redes eléctricas presenta retos en la operación de las mismas debido principalmente a la fluctuación de la energía que las centrales renovables aportan al sistema eléctrico.

En esta investigación se estudió la integración de energía eoloeléctrica en la red eléctrica de Baja California Sur. Dicho sistema eléctrico se encuentra aislado por lo que no tiene interacción con ninguna otra red eléctrica, por lo cual el control y operación de la red, así como el manejo de las contingencias que se presenten en la misma, deben ser resueltas dentro de su propia área de influencia.

Se analizó primeramente el recurso eólico del estado de BCS, para determinar que el recurso eólico es suficiente para el emplazamiento aerogeneradores en la zona.

Para el estudio del comportamiento de la red eléctrica se realizó un estudio de flujos de potencias con flujos de carga, variación de la generación convencional y generación renovable.

En este trabajo se estudió primeramente el comportamiento de la red bajo su estructura original. Bajo este caso de estudio se determinó la matriz de generación de la red de BCS con la cual puede ser satisfecha la demanda eléctrica en los diferentes nodos de la red, se determinó que bajo la distribución original de centrales de generación y con la variación de la carga la red eléctrica responde con valores de voltaje nodal que se encuentran dentro del rango requerido de lo requerido por el operador de la misma.

Para la inyección de energía eólica en la red eléctrica de BCS se propone el establecimiento de centrales eólicas en 2 localidades del estado de Baja California Sur. Al incorporar generación eólica a la red eléctrica la distribución geográfica de

las centrales de generación cambia por lo cual los parámetros eléctricos de la red se modifican, en este sentido se determinó que la máxima cantidad de generación eólica que puede incorporarse a la red sin que el valor de voltaje nodal de algún punto de la red viole los límites del rango establecido por el operador es de 19 MW. Por lo cual, se concluye que para inyectar una cantidad mayor de generación eólica a la red de Baja California Sur, la red no puede permanecer bajo su configuración original, es decir la red eléctrica debe modificarse para poder manejar de manera eficiente cantidades mayores de potencia eóloeléctrica.

Al proponer el establecimiento de centrales eólicas en los sitios anemométricos (85 MW cada una) pudo establecerse que existen nodos que presentan caídas de 12 % en su nivel de voltaje nodal por lo que se confirma que la inyección de tales niveles de potencia eólica no es posible sin la modificación de la estructura del sistema eléctrico.

El establecimiento de nueva líneas de transmisión en la red eléctrica para enlazar de manera mas directa las centrales eólicas propuestas con las zonas de demanda eléctrica ocasiona que los valores de voltaje nodal se ubiquen dentro del rango válido recomendado por el operador, por lo que esta opción se establece como una buena alternativa para lograr la adecuación de los niveles de potencia eólica descrita, ya que con esta alternativa las pérdidas por transmisión se ven reducidas.

Mediante el uso del software Neplan se implementó en la red de BCS, bajo el ingreso de energía eólica, tanto de un dispositivo SVC como un dispositivo STAT-COM, observando que uno solo de estos dispositivos proporcionan la potencia reactiva que requiere la red para mantener los valores de voltaje nodal dentro de los rangos óptimos de operación.

Por lo anterior se establece que para lograr valores elevados de penetración eóloeléctrica en una red aislada y con una configuración similar a la que presenta la red eléctrica de Baja California Sur se requiere la modificación de la red eléctrica pues sin éstas el máximo nivel de penetración sería del 6.1 %.

Bibliografía

- [1] World Wind Energy Asociation. World Wind Energy Report 2012. Germany. May 2013.
- [2] Asociacion Mexicana de Energía Eolica (2013). Proyecto Eólicos en México. Página de internet: <http://amdee.org/Proyectos/ProyectosEolicosenMexico2012dic.pdf> Fecha de consulta: Julio de 2013
- [3] Danish Wind Industry Associaton. Wind Turbines and Power Quality Issues. Página de internet: www.windpower.org Fecha de consulta: Noviembre 2012
- [4] H. Binder, *Power Control for Wind Turbine in Weak Grids: Project Summary*, Riso National Laboratory, 1999, ISBN:87-550-2546-3, 87-550-2547-1.
- [5] European Wind Energy Asociation, *Evaluating the Maximum Wind Energy Penetration in Weak Grids*, EWEC Conference 2001, Copenhagen, Denmark, July 2001, p 1215-8.
- [6] W. Turkenburg, *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of the Sustainability-Renewable Energy Technologies*. United Nations Development Program, USA, September 2000, ISBN: 92-1-126126-0.
- [7] D.Milborrow, *Penalties for Intermittent Sources of Energy*, Pagina de internet: www.dti.gov.uk/energy/developpep/business/slough_heat_and_power_annex3.pdf fecha de consulta: Junio 2013.

- [8] G. Strbac, A. Shakoor, M. Black, D. Pudjianto, T. Bopp(2007). *Impact of Wind Generation On the Operation and Development of the UK Electricity Systems. Electric Power Systems Research*,issue 77 (2007) 1214-1227.
- [9] J.G. Sloomweg, W.L. Kling.(2003). *The Impact of Large Scale Wind Power Generation on Power System Oscillations. Electric Power Systems Research*. 67 9-20.
- [10] I. Martinez de Alegría,J. Andreu,J.L. Martin, P. Ibáñez, J.L. Villate, H. Camblong. (2007) *Connection requirements for wind farms: A Survey on technical requirements and regulation. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 11, Issue 8, October 2007, Pages 1858–1872
- [11] C. Jauch, P. Sorensen , I. Norheim, C. Rasmussen (2007). *Simulation of the impact of wind power on the fault behavior of the Nordic power system. Electric Power Systems Research*. Volume 77, Issue 2, February 2007, Pages 135-144.
- [12] Akhmatov. *Voltage stability of large power networks with a large amount of wind power*. Eltra. Denmark 20-22 october 2003.
- [13] R.D. Fernández, R.J. Mantz, P.E. Battaiotto. (2007). Impact of wind farms on a power system. An eigenvalue analysis approach. *Renewable Energy*, Volume 32, Issue 10, August 2007, Pages 1676-1688.
- [14] J.K. Kaldellis.(2008). *The wind potential impact on the maximum wind energy penetration in autonomous electrical grid. Renewable Energy*. Volume 33, Issue 7, July 2008, Pages 1665-1677.
- [15] Kaldellis J.K.(2007) *Maximum wind energy contribution in autonomous electrical grids based on thermal power stations. Applied Thermal Engineering*. 27 1565-1573.
- [16] V. Akhmatov, H. Knudsen(2007). *Large penetration of wind and dispersed generation into Danish Power Grid. Electricity Power Systems Research*. 77(2007) 1228-1238.
- [17] K. Porter, D. Yen-Nakafuji, B. Morgenstern.(2007). *A Review of the International Experience With Integrating Wind Energy Generation. The Electricity Journal*. 20 (2007) 48-59

- [18] Greenpeace. *Wind Force 12*.
Pagina de internet: <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/reports/windforce-12-2005/> Fecha de consulta: Julio de 2013.
- [19] Gobierno de Baja California Sur (2013). Pagina de internet: www.bcs.gob.mx/index.php/2013-01-09-18-42-54 Fecha de consulta: Julio de 2013
- [20] Secretaria de Energía-MÉXICO. Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. México. Forever Print S.A. de C.V. (2009).
- [21] O.A. Jaramillo, R. Saldaña, U. Miranda. (2004). *Wind power potential of Baja California Sur, México. Renewable Energy*. 29 (2004) 2087-2100.
- [22] Instituto de Investigaciones Eléctricas. Base de datos anemométricas (2012). http://planeolico.iie.org.mx/iiepnud.htm?url=Infanemo.htm&mcontador=17711&url=inf_anemo%2Ehtm.
- [23] G. Hellman.(1915). *Uber die Bewegung der Luft in den untersten schichten der Atmosphere, Meteorol Z.*
- [24] J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers, *Wind Energy Explained Theory, Desing and Application*, Ed. England: Jonh Wiley and Sons Ltd., 2002.
- [25] UNadMéxico. Seminario de energía eólica e hidráulica. Universidad Abierta y Distancia de México. 25 p.
- [26] C.G. Justus, *Winds and Wind system performance*, Ed. USA: Franklin institute Press, 1978. ISBN-10: 0891680063.
- [27] J. Counihan (1975) *Adiabatic Atmospheric Boundary Layer: A Review and Analysis of Data Collected From the Period 1880-1972*. *Atmospheric Environment*, 9.
- [28] IEC *International Electrotechnical Commission*(2005). *Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. Switzerland. 2005.
- [29] J.S. Rohatgi, V. Nelson *Wind Characteristics an Analysis for the Generation of Wind Power*, Ed. USA: Elsevier Academic Press,1994. ISBN 0121764869.
- [30] J. Duncan Glover , S. Mulukutla,*Sistemas de Potencia, Analisis y diseño*. Ed. México: International Thomson Editores, 2004. ISBN:970-886-291-9

- [31] J.L. Viquiera, “*Redes Eléctricas*” Tomo I. Ed. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2004, p. 12
- [32] IEEE TF report. “*Proposed terms and definitions for power system stability*,” IEEE Trans. on Power Appart. and Syst. July 1982, Vol. PAS-101, pp.1894-1897.
- [33] Grainger y Stevenson (1998). *Análisis de sistemas de potencias*, Ed. México: Mcgraw Hill, 739 P.
- [34] W. Stag glenn, H. El-Abiad Ahmed, *Computer methods in power system analysis*. Ed. USA:McGraw-Hill, 1968.
- [35] E. Acha, C. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, C. Ángeles Camacho, *FACTS Modelling and Simulation in Power Networks*.Ed. England: Wiley, 2004.
- [36] M. Villaroel, *Cálculo de flujos de potencia*. Universidad de la Frontera-Chile. Pagina de internet: www.inele.ufro.cl/apuntes/Fundamentos_de_Ingenieria_3077/CALCULOFLUJODEPOTENCIA.pdf fecha de consulta: julio 2013.
- [37] Instituto Tecnológico de Morelia (2013). *Sistemas Flexibles de Transmisión CA FACTS Sección B GENERALIDADES*.
- [38] L. Grigsby, “*Power System Analysis and Simulation*,” *The Electric Power Engineering Handbook* Ed USA:Taylor Francis, 2007. ISBN 1420009230, 9781420009231.
- [39] Coronado gallegos Ixtláhuatl. *Ubicación de dispositivos FACTS desde una perspectiva dinámica*. Tesis maestría. Cinvestav Guadalajara. Septiembre del 2001.
- [40] A. Rommel Vicini, O.M. Micheloud. *Smart Grid, Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones*. Ed. México: Cengage Learning, 2012, 216 p.
- [41] R.J. Dávalos,J.M. Ramírez, *Características funcionales del STATCOM*. Reunion Bienal 2009 CIGRE Mexico, 2009.
- [42] SENER-Secretaria de Energía. *Prospectiva del sector eléctrico 2012-2026*. México, 2012, 237 p.
- [43] Fuentes Toledo A. *Generación eoloeléctrica con alamcenamiento de hidrogeno*. Tesis de maestría.CIE-UNAM. Agosto de 2008.

- [44] C. Ángeles-Camacho , F. Bañuelos-Ruedas, *Incorporación de un modelo de generador eólico al análisis de flujos dinámicos de potencia*. Ingeniería Investigación y Tecnología. Vol. XII, Núm. 3, 2011, 311-320
- [45] A. E. Feijoo, J. Cidras,(2012). *Modeling of wind farms in the load flow analysis*. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. I5. No. 1, February 2000, pp.110-115.
- [46] NEPLAN(2013)Pagina de internet: www.neplan.ch/html/es/es_home.htm
Fecha de consulta: Agosto 2013.
- [47] CFE-COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD (2012). Costo de Generación por Tecnología. Página de internet:
www.cfe.gob.mx/SiteAssets/Lists/PreguntasFrecuentes/EditForm/2011.pdf
- [48] Ishchenko A., J.M..A. Myrzik and W.L. Kling. Transient Stability Analysis of Distribution Network with Dispersed Generation. *Power Systems, IEEE Transactions on*. Volume:24 , Issue: 2