BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

"IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN UNA PLANTA DE GENERACIÓN EÓLICA"

TESIS

Que para obtener el grado de

MAESTRO EN INGENIERÍA

CON OPCIÓN TERMINAL EN

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Presenta:

ARMANDO DURÁN NERIA

Asesor de tesis:

M.C. Ismael Albino Padilla

Puebla, Pue. Noviembre 2021

Contenido

INTRODUCCIÓN 6
CAPÍTULO 1. PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN 7
1.1 Planteamiento del problema 7
1.2 Justificación 8
1.3 Objetivos 9
1.3.1 Objetivo general 9
1.3.2 Objetivos específicos 9
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO 10
2.1 Fundamentos 10
2.1.1 Generación eólica 10
2.1.2 El aerogenerador 13
2.1.3 Código de red mexicano 14
2.1.4 Sistema colector en media tensión 16
2.1.5 Subestación elevadora 17
2.1.6 Línea de transmisión y punto de interconexión 24
2.1.7 Compensación de potencia reactiva 24
2.1.7.1 Bancos de capacitores 24
2.1.7.2 Bancos de reactores 26
CAPÍTULO 3. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA 27
3.1 Parque eólico 27
3.1.1 Aerogeneradores 28
3.1.2 Transformadores elevadores 29
3.1.3 Circuitos colectores aéreos 30
3.2 Subestación Elevadora 31
3.2.1 Bahía de Alta Tensión 230 kV 31
3.2.2 Transformador Principal de Potencia 33
3.2.3 Media tensión 34.5 kV 35
3.2.4 Servicios Propios 36
3.3 Línea de transmisión 37
CAPÍTULO 4. DISEÑO DEL SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA 39

4.1 Arreglo General 39
4.2 Diagrama Unifilar 41
4.3 Equipos de compensación reactiva 44
CAPÍTULO 5. RESULTADOS OBTENIDOS 48
5.1 Resultados sin equipo de compensación reactiva 48
5.2 Resultados obtenidos para cumplir los requerimientos del código de red 50
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES 54
6.1 Conclusiones 54
6.2 Trabajos futuros 55
REFERENCIAS 57

Índice de Figuras

Figura 2.1.1 Capacidad de generación efectiva instalada durante 2018 (MW) 12
Figura 2.1.2 Capacidad efectiva instalada al 31 de diciembre de 2018 por tipo de tecnología (70,053 MW) 12
Figura 2.1.3 Componentes principales de un aerogenerador (WTG) del tipo eje horizontal (HAWT) 14
Figura 2.1.4 Diagrama P-Q/Pmáx de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D 15
Figura 2.1.5 Diagrama V-Q/Pmáx de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D 16
Figura 2.1.6 Transformador de Potencia 180 MVA, 400-34.5/34.5 kV 17
Figura 2.1.7 Pruebas eléctricas a Interruptor en SF6, 400 kV 18
Figura 2.1.8 Cuchilla Seccionadora Apertura Vertical, Montaje Horizontal de 115 kV 19
Figura 2.1.9 Transformador de Corriente Tipo Pedestal 20
Figura 2.1.10 Transformador de Potencial Inductivo con recubrimiento elastomérico para zonas de alta contaminación 21
Figura 2.1.11 Transformador de Aterrizaje tipo Zig-Zag en 34.5 kV 22
Figura 2.1.12 Apartarrayos de Óxidos de Metálicos ubicado junto a un TRP de 400 kV 23
Figura 2.1.13 Banco de Capacitores Convencional de 34.5 kV 25
Figura 2.1.14 Banco de Reactores de 34.5 kV 26
Figura 3.1.1 Curva de capabilidad para aerogeneradores 29
Figura 3.2.1 Vista en Planta Bahía de Alta Tensión 230 kV 32
Figura 3.2.2 Vista en Corte Bahía de Alta Tensión 230 kV 34
Figura 3.2.3 Placa de Datos y Diagrama Eléctrico del Transformador Principal 35
Figura 3.2.4 Diagrama de Servicios Propios de la SE Elevadora 37
Figura 4.1.1 Vista en Planta Equipos de Compensación Reactiva 40
Figura 4.2.1 Diagrama Unifilar General Alta Tensión y Media Tensión 41
Figura 4.2.2 Diagrama Unifilar de tablero Metal Clad A 42
Figura 4.2.3 Diagrama Unifilar de tablero Metal Clad B 42
Figura 4.2.4 Diagrama Unifilar Barra A1 (idem a Barra B1) 43
Figura 4.2.5 Diagrama Unifilar Barra A2 (idem a Barra B2) 43
Figura 4.2.6 Diagrama Unifilar Barra A (idem a Barra B) 44
Figura 4.3.1 Placa de datos del banco de capacitores de 5 Mvar 45
Figura 4.3.2 Parámetros eléctricos del reactor conectado en serie con el banco de capacitores de 5 Mvar 45

Figura 4.3.3 Placa de datos del banco de capacitores de 6 Mvar 45

Figura 4.3.4 Parámetros eléctricos del reactor conectado en serie con el banco de capacitores de 6 Mvar 45

Figura 4.3.5 Placa de datos del banco de capacitores de 1 Mvar 46

Figura 4.3.6 Parámetros eléctricos del reactor conectado en serie con el banco de capacitores de 1 Mvar 46

Figura 4.3.7 Placa de datos del banco de capacitores de 1.5 Mvar 46

Figura 4.3.8 Parámetros eléctricos del reactor conectado en serie con el banco de capacitores de 1.5 Mvar 47

Figura 4.3.9 Placa de datos del banco de capacitores de 5 Mvar 47

Figura 4.3.10 Parámetros eléctricos del reactor conectado en serie con el banco de capacitores de 5 Mvar 47

Figura 5.1.1 Respuesta del P.E. cubriendo el requerimiento de potencia reactiva sin equipo de compensación 49

Figura 5.2.1 Respuesta del P.E. cubriendo el requerimiento de potencia reactiva con equipo de compensación 51

Figura 5.2.2 S.E. Elevadora (izquierda) y Zona de Compensación Reactiva (derecha) construído por la empresa SESELEC en el Parque Eólico Amistad, Coahuila 53

Índice de Tablas

Tabla 3.1.1 Especificaciones eléctricas generales de los aerogeneradores 28

Tabla 3.1.2 Ejemplo de datos relevantes de la red colectora 30

Tabla 3.2.1 Listado de Equipo Eléctrico de Alta Tensión 33

Tabla 3.3.1 Parámetros eléctricos de la línea de transmisión - Tramo 1 38

Tabla 3.3.2 Parámetros eléctricos de la línea de transmisión - Tramo 2 38

Tabla 5.2.1 Capacidad mínima del equipo de compensación reactiva 52

INTRODUCCIÓN

La transición global que se lleva a cabo en años recientes de energías convencionales a energías renovables, ya sea por la falta de recursos naturales fósiles, por políticas medioambientales entorno al cambio climático o por intereses económicos, ha derivado en años recientes, específicamente en 2013, a una reforma en las leyes mexicanas que permitió la apertura a un nuevo mercado con la participación, no solo del estado, sino de empresas privadas en el negocio de la electricidad, mayormente en el proceso de generación, aprovechando las energías renovables principalmente la solar y eólica.

Para interconectar estas nuevas centrales de generación a la red eléctrica nacional se debe cumplir con los requerimientos técnicos establecidos en el Código de Red [1], los cuales permiten la operación normal del sistema eléctrico. Para cumplir con estos parámetros, en la mayoría de las centrales de generación eólica, es necesario instalar equipos de Compensación de Potencia Reactiva, que es el tema central de este trabajo.

En el primer apartado se plantean las dificultades y alternativas de solución que se podrían implementar para el cumplimiento legal del Código de Red. El apartado número dos describe los principales elementos que conforman una central de generación eólica, los requisitos técnicos para su interconexión a la red nacional y se indican las características principales de los equipos de compensación reactiva.

Posteriormente se detalla el sistema eléctrico que conforma la central de generación eólica objeto de este estudio, indicando los principales elementos y configuración de los aerogeneradores, la red colectora de media tensión, el arreglo de la subestación elevadora y la línea de transmisión hasta el punto de interconexión denominado POI. En el capítulo 4 se describen las características de los bancos de capacitores y reactores que en su conjunto forman el Sistema de Compensación Reactiva, para después hacer un análisis de los resultados que se obtienen al implementar este sistema a la central eléctrica y los trabajos futuros que pudieran llevarse a cabo.

CAPÍTULO 1. PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN

1.1 Planteamiento del problema

Unos de los principales retos que enfrenta el desarrollador de parques de generación por medio de la energía eólica es que los aerogeneradores, en la gran mayoría de los casos, no son capaces de proporcionar toda la potencia reactiva inductiva o capacitiva necesaria para poder cumplir con los parámetros eléctricos solicitados en el Código de Red Mexicano, ya sea por las características propias de la red o por los límites propios de la máquina, siendo necesario, entonces, la inclusión de equipos de compensación que aporten a la red la potencia reactiva faltante.

El uso del STATCOM proporciona una solución con grandes ventajas técnicas ya que tiene la capacidad de aportar reactivos tanto capacitivos como inductivos y además tiene una respuesta rápida en el tiempo que alcanza los valores requeridos por el Código de Red. El inconveniente de este equipo es su elevado costo económico, que resulta en una inversión muy alta cuando el parque eólico opera gran parte del año a la mitad de su capacidad instalada.

Una opción más conveniente en lo económico es la instalación de equipos de compensación convencionales, bancos de capacitores y bancos de reactores que proporcionan un valor fijo de potencia reactiva dejando un margen menor de aportación reactiva al aerogenerador de tal manera que éste se encarga de cumplir con la respuesta en tiempo solicitada por el Código de Red mientras que los equipos de compensación convencionales ayudan a cumplir con el F.P. requerido.

Gran parte de la compensación reactiva necesaria depende de las características propias del parque, es decir, la capacidad que tienen los aerogeneradores, las características de la red colectora en media tensión, el transformador de potencia elevador y el diseño de la línea de transmisión.

En este trabajo se analizará la aportación de potencia reactiva requerida para el cumplimiento del código de red que finalmente impacta en el dimensionamiento de los bancos de capacitores o reactores requeridos para la integración de la central al Sistema Interconectado Nacional.

1.2 Justificación

La instalación de equipos de compensación convencionales, bancos de capacitores y bancos de reactores permite entregar un valor fijo de potencia reactiva dejando un margen menor de aportación reactiva al aerogenerador de tal manera que éste se encarga de cumplir con la respuesta en tiempo solicitada por el Código de Red mientras que los equipos de compensación convencionales ayudan a cumplir con el F.P. requerido.

El dimensionamiento de los bancos de capacitores y reactores depende en gran medida de la capacitancia que aporta la red colectora en Media Tensión. Esta aportación depende del diseño mismo de la red, la cual puede ser aérea o subterránea. En este trabajo se estudiará la aportación de potencia reactiva que se tiene en la red colectora de media tensión en configuración aérea, que finalmente impacta en el dimensionamiento de los bancos de capacitores o reactores requeridos para cumplir el código de red mexicano.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Analizar los resultados de compensación reactiva requeridos en el punto de interconexión con el Sistema Interconectado Nacional de un parque eólico formado por una red colectora en configuración aérea.

1.3.2 Objetivos específicos

- Determinar el valor de potencia reactiva que aporta la red colectora de media tensión en configuración aérea del parque eólico.
- Determinar la capacidad de los Bancos de Capacitores y Reactores necesarios para cumplir el F.P. requerido en el Código de Red mexicano en el punto de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Realizar un análisis general de los equipos de compensación reactiva necesarios para cumplir con el código de red cuando se tiene una red colectora aérea.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1 Fundamentos

2.1.1 Generación eólica

El viento es una de las formas de energía más antiguas conocidas por el hombre; Se remonta más de 5000 años a Egipto, cuando se utilizaban veleros para el transporte. Aunque nadie sabe exactamente quién construyó el primer molino de viento, los arqueólogos descubrieron un jarrón chino que data del tercer milenio antes de Cristo con una pintura que se asemeja a un molino de viento. En el segundo milenio antes de Cristo, los babilonios usaban molinos de viento para el riego de cultivos. Fueron construidos como un sistema de puertas giratorias, similar a la máquina de viento de eje vertical que se usa actualmente. En el siglo XII, se construyeron molinos de viento en Europa para moler granos, bombear agua y aserrar bosques. También se usaron en Holanda para drenar tierras debajo del nivel del agua del río Rin [6].

Además de producir energía mecánica, los molinos de viento también se usaban para comunicarse con los vecinos al bloquear las velas del molino de viento en cierta disposición. Durante la Segunda Guerra Mundial, los holandeses solían colocar velas de molino de viento en ciertas posiciones para alertar al público de un posible ataque de sus enemigos. [6].

Hoy en día, los molinos de viento se utilizan principalmente para generar electricidad al convertir la energía cinética (KE) del viento en energía eléctrica. Estos tipos de molinos de viento se llaman turbinas eólicas. La primera turbina eólica fue construida por el inventor estadounidense Charles F. Brush en 1888. Era solo una máquina de 12 kW con una estructura muy grande. Debido a que la red eléctrica no llegaba a tierras agrícolas en los Estados Unidos hasta el segundo cuarto del siglo XX, los agricultores dependían de las turbinas eólicas para proveerse de energía eléctrica. [6].

El diseño y la operación de las turbinas eólicas han mejorado sustancialmente en las últimas dos décadas. El tamaño de las turbinas eólicas ha aumentado de unos pocos kilowatts a sistemas de una sola unidad de hasta 8 MW.

En la era moderna, el viento se ha utilizado cada vez más para la producción de energía eléctrica. Solo en la primera década del siglo XXI, la producción de electricidad a partir de la energía eólica en todo el mundo ha aumentado ocho veces, una parte debido al costo de capital relativamente bajo y también al corto período de gestación en este tipo de proyectos. [4].

Hoy, la energía eólica es la fuente de energía de más rápido crecimiento. Actualmente, la energía eólica satisface las necesidades de electricidad de más de 35 millones de personas. De acuerdo con el Global Wind Energy Council (GWEC), en 2019, “las nuevas instalaciones mundiales de energía eólica superaron los 60 GW, un crecimiento del 19% en comparación con 2018, y elevaron la capacidad instalada total a 650 GW, un crecimiento del 10% en comparación con el año anterior. Las nuevas instalaciones en el mercado eólico terrestre alcanzaron 54,2 GW, mientras que el mercado eólico marino superó 6 GW, lo que representa el 10% de la nueva instalación global en 2019, el nivel más alto hasta ahora”.

“Los cinco principales mercados del mundo en 2019 para nuevas instalaciones fueron China, Estados Unidos, Reino Unido, India y España, que juntos representaron el 70 por ciento de la instalación global el año pasado. En términos de instalaciones acumuladas, los cinco principales mercados a finales de 2019 se mantuvieron sin cambios. Esos mercados son: China, Estados Unidos, Alemania, India y España, que en conjunto representaron el 72 por ciento de la instalación de energía eólica total del mundo” [4].

En México el primer Parque Eólico instalado fue el de La Venta, Oaxaca, puesto en marcha en 1994 mediante licitaciones de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). A partir de entonces Oaxaca se ha convertido en un lugar clave para el desarrollo de la energía eólica gracias a sus buenas condiciones geográficas.

De acuerdo con los datos del PRODESEN 2019 – 2033 (Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista) emitido por la Secretaría de Energía, la capacidad efectiva

instalada en Centrales Eléctricas a diciembre de 2018 correspondiente a la CFE, Productores Independientes de Energía (PIE) y el resto de Permisionarios interconectados a la red del SEN alcanzó un valor de 70,053 MW, que representa un aumento de 3.1% con relación al 2017. En la Figura 2.1.1 se muestra este incremento de capacidad por tipo de tecnología, es decir, un aumento de 942 MW de generación eólica en este período. [3]

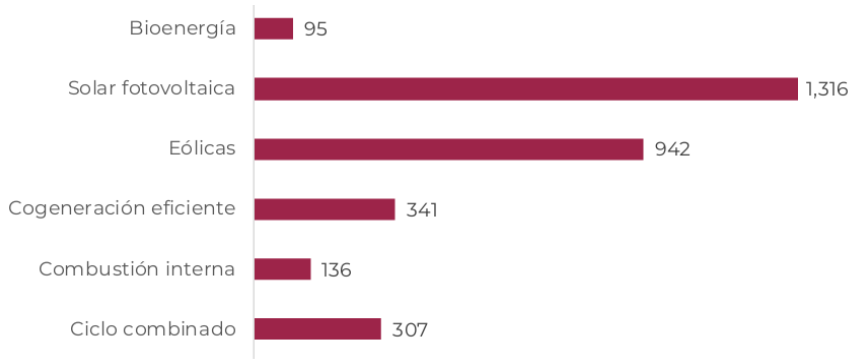

Figura 2.1.1 Capacidad de generación efectiva instalada durante 2018 (MW)

En la Figura 2.1.2 se observa la capacidad total instalada en el país por tipo de tecnología, la cual muestra que la generación eólica en México ha alcanzado el 6.8% que representa alrededor de 4,763 MW

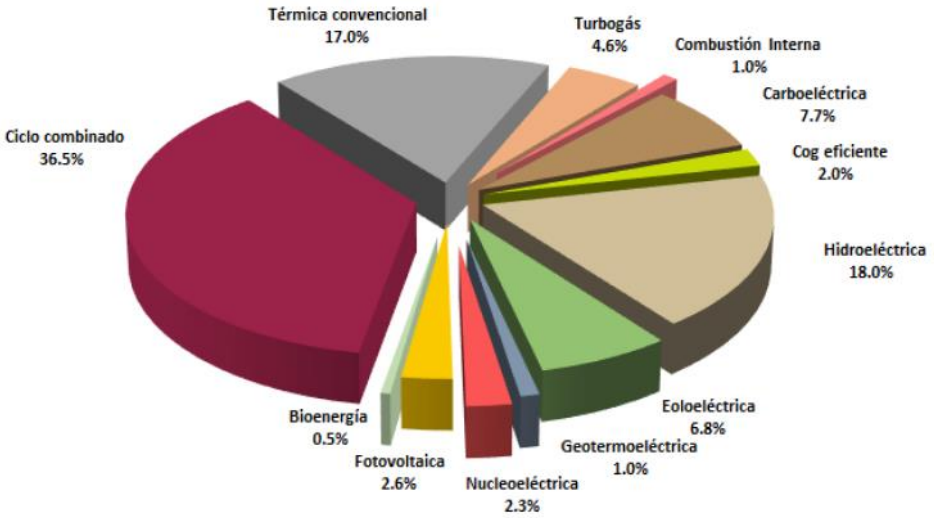

Figura 2.1.2 Capacidad efectiva instalada al 31 de diciembre de 2018 por tipo de tecnología (70,053 MW)

Así como el viento, tiene la capacidad de satisfacer las necesidades energéticas de regiones muy grandes, también es una fuente intermitente con disponibilidad e intensidad menos predecibles que otras fuentes de energía. Esta intermitencia es un inconveniente que limita en parte el uso de la energía eólica.

2.1.2 El aerogenerador

El aerogenerador (Wind Turbine Generator) o turbina eólica es una máquina que convierte la energía cinética (KE) del viento en energía eléctrica. El tamaño de un aerogenerador oscila entre 50 kW y hasta 8 MW.

Existen diferentes tipos y clasificación de turbinas eólicas, pero el tipo más común es el de “eje horizontal” (Horizontal Axis Wind Turbine). Se compone de los siguientes elementos:

- Una torre que mantiene las palas giratorias a una altura suficiente para aumentar la exposición de las palas al viento. Las turbinas eólicas más grandes, en el rango de megawatts, tienen sus torres a una altura de hasta 250 m sobre la base.
- Palas o cuchillas giratorias que capturan la energía cinética (KE) del viento. Normalmente están hechas de poliéster reforzado con fibra de vidrio o material epoxi de madera. La longitud de las cuchillas giratorias varía de 5 a más de 60 m. Los sistemas modernos permiten que las palas cambien su ángulo con respecto al viento para maximizar su absorción del KE del viento y la mayoría de las turbinas eólicas tienen tres palas de rotor.
- Un cubo que forma parte del eje de baja velocidad. Las palas están montadas en el cubo y tiene su propio sistema de engranajes y actuador para cambiar el ángulo de la pala con respecto a la dirección del viento.
- Un mecanismo que permite que la caja de la carcasa (góndola) gire hasta que las palas estén perpendiculares a la dirección del viento, aumentando así la exposición de las palas al viento.
- Una caja de engranajes que conecta las palas giratorias de baja velocidad al generador de alta velocidad. También se sirve como embrague. Esto se debe a que el generador funciona a altas velocidades.

- Un generador eléctrico conectado al eje de alta velocidad de la caja de engranajes para convertir la energía mecánica de las palas giratorias en energía eléctrica.
- Un controlador que integra la turbina eólica a la red pública y regula la energía generada. También protege la turbina contra condiciones severas como fallas en la red y tormentas de viento [8].

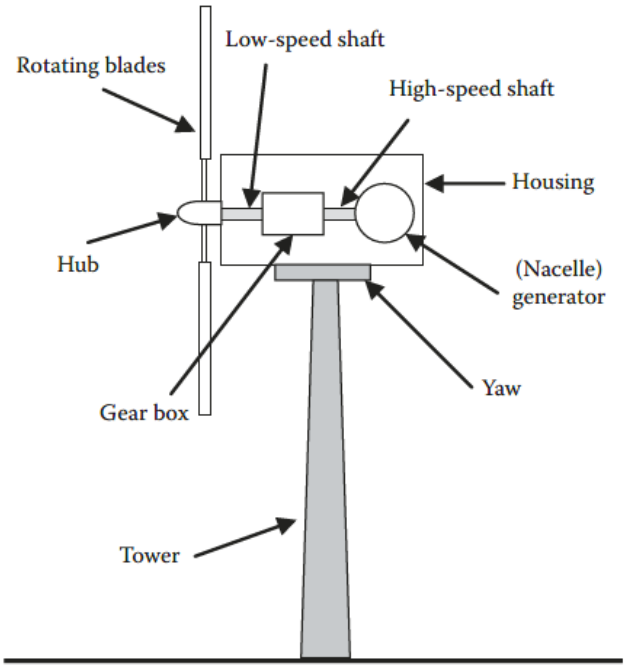

Figura 2.1.3 Componentes principales de un aerogenerador (WTG) del tipo eje horizontal (HAWT)

2.1.3 Código de red mexicano

El Código de Red es el documento de carácter legal emitido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) el cual contiene las “Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional”, con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica.

A través de la resolución RES/151/2016, publicada el 8 de abril de 2016 en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el Código de Red establece, a través de requerimientos técnicos mínimos, las obligaciones que deben cumplir todos los usuarios en el desarrollo de sus

actividades, para asegurar la operación, desarrollo, acceso y uso del Sistema Eléctrico Nacional, en condiciones que promuevan la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

Para cada usuario del SEN, en función de la actividad específica que desarrolle, se establecen requerimientos técnicos particulares en el Código de Red. De esta forma, el documento contiene previsiones aplicables al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como responsable de ejercer el control operativo del SEN y proponer anualmente el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); a los Transportistas y Distribuidores, como responsables del control físico de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución; y a las Centrales Eléctricas y Centros de Carga, como usuarios interconectados o conectados que hacen uso del SEN [1].

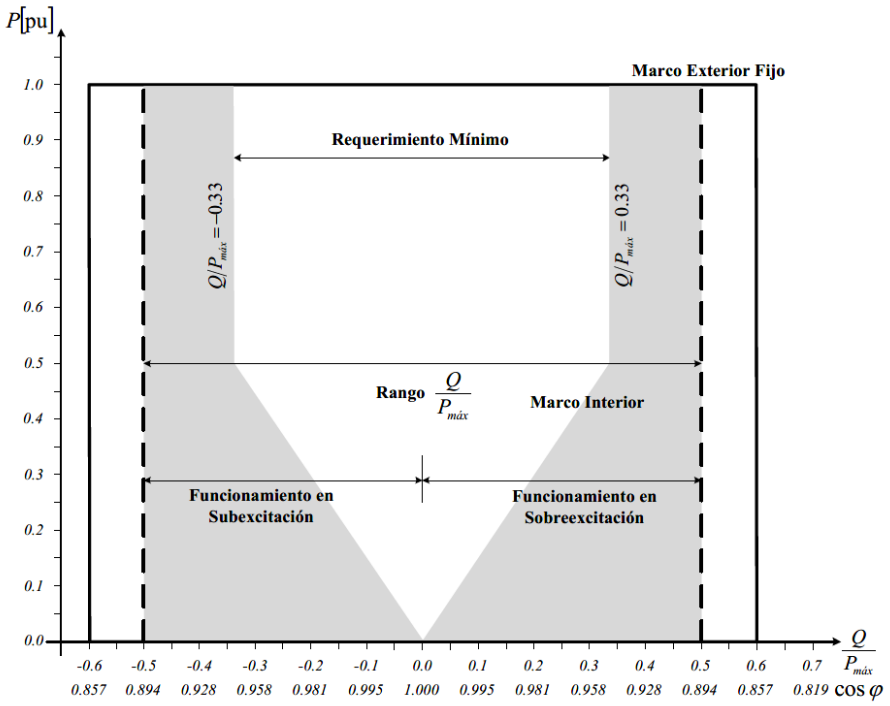

Figura 2.1.4 Diagrama P-Q/Pmáx de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D

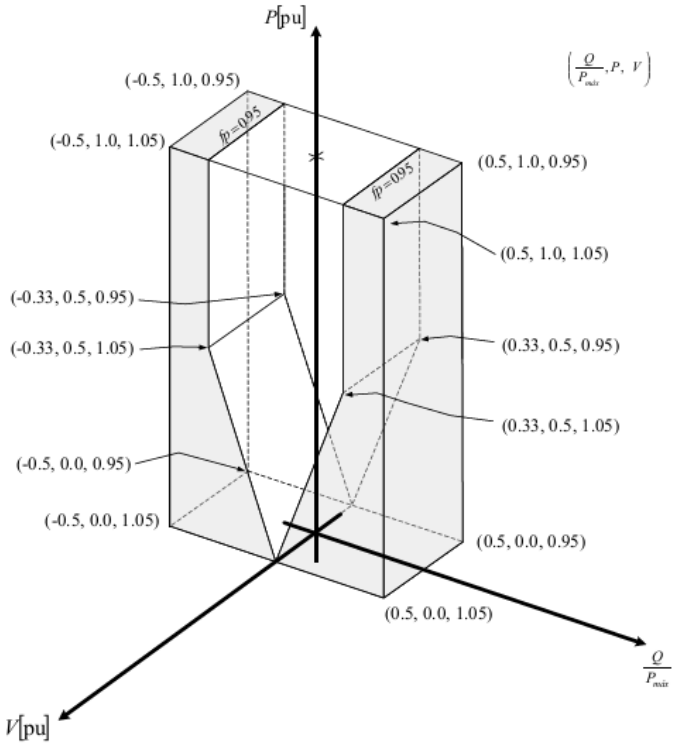

Figura 2.1.5 Diagrama V-Q/Pmáx de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D

A continuación, se explican los principales elementos que intervienen en una central de generación eólica y sus características generales. No se pretende dar un detalle exhaustivo de cada uno ya que existe una basta bibliografía dentro del campo de la electricidad.

2.1.4 Sistema colector en media tensión

El sistema para colectar la energía que proporcionan los aerogeneradores está constituido por una red aérea de media tensión. En México, el diseño y construcción de las redes de distribución se encuentra bien definido en base a las normas de diseño de la Comisión Federal de Electricidad [10].

Esta red consta de estructuras formadas con postes de concreto reforzado, herrajes metálicos, aisladores y conductores tipo ACSR de diferentes calibres.

Determinado número de aerogeneradores se agrupan por medio de la red aérea formando un circuito colector el cual se hace llegar hasta la subestación elevadora. Los diferentes circuitos colectores se interconectan por medio de un tablero de media tensión tipo Metal Clad el cual contiene los elementos de conexión, desconexión y protección de cada circuito.

2.1.5 Subestación elevadora

Una subestación es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia y se encarga de transformar tensiones y derivar circuitos de potencia. Los principales elementos que la componen se describen a continuación:

- TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Un transformador es una máquina eléctrica que eleva o reduce la magnitud de tensión eléctrica. Está formado por tres partes principales: Parte activa: Núcleo, bobinas, cambiador de derivaciones y bastidor. Parte pasiva: Comprende el tanque que aloja la parte activa y se utiliza en transformadores cuya parte activa está sumergida en líquidos. Accesorios: Son todas las partes y dispositivos que ayudan en la operación y facilitan el mantenimiento de este [6].

Figura 2.1.6 Transformador de Potencia 180 MVA, 400-34.5/34.5 kV

- INTERRUPTORES DE POTENCIA

Los interruptores de potencia son dispositivos destinados al cierre y apertura de los circuitos bajo condiciones de carga, en vacío y en condiciones de falla. Asimismo, permite insertar o retirar equipos y máquinas, líneas aéreas o cables de un circuito energizado.

En condiciones de falla, el interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes de corto circuito del orden de kiloamperes y, en consecuencia, soportar los esfuerzos térmicos y dinámicos a que es sometido para poder librar la contingencia.

Los interruptores pueden cerrar o abrir en forma manual o automática por medio de relevadores, los cuales monitorean las condiciones de la red. La interrupción del arco puede llevarse a cabo por medio de Aceite, Vacío, Hexafloruro de azufre (SF6), Soplo de aire, Soplo de aire-magnético.

Asimismo, tienen un mecanismo de almacenamiento de energía que le permite cerrar hasta cinco veces antes de que la energía sea interrumpida completamente; este mecanismo puede ser: Neumático, Hidráulico, Neumático-hidráulico, Mecanismo de resorte

Debido a las funciones tan importantes que desempeña, es uno de los dispositivos del esquema de protección más importante en los sistemas eléctricos [6].

Figura 2.1.7 Pruebas eléctricas a Interruptor en SF6, 400 kV

- SECCIONADORES

Dispositivos que sirven para conectar y desconectar los elementos de una instalación eléctrica en caso de tener que realizar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

Las cuchillas, a diferencia de un interruptor, no pueden abrir circuitos cuando está fluyendo corriente a través de ellas (operan sin carga), siempre debe abrirse primero el interruptor correspondiente [6].

De acuerdo a su tipo de construcción, las cuchillas pueden ser de tipo:

a) Horizontal
b) Horizontal invertida
c) Vertical
d) Pantógrafo

Figura 2.1.8 Cuchilla Seccionadora Apertura Vertical, Montaje Horizontal de 115 kV

- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Transforman la corriente, es decir, toman la corriente de la línea y la reducen a un nivel seguro y medible. En un transformador de corriente, en condiciones normales de operación, la corriente del secundario es directamente proporcional a la del primario y está en fase con ella. Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.

Los TC’s se clasifican en función de su uso: Para medición o para protección [6].

Figura 2.1.9 Transformador de Corriente Tipo Pedestal

- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Son de tipo inductivo y tienen como función principal reducir los valores de tensión del sistema a valores suficientemente bajos para alimentar a equipos de protección, control y medición. En consecuencia, el transformador debe ser muy exacto para que no distorsione los verdaderos valores de tensión. [6].

Figura 2.1.10 Transformador de Potencial Inductivo con recubrimiento elastomérico para zonas de alta contaminación

- TRANSFORMADORES DE ATERRIZAJE

Los transformadores de aterrizaje se usan algunas veces en sistemas que están aislados o que tienen conexiones a tierra de alta impedancia. Estas unidades sirven como fuente de corrientes de secuencia cero para polarizar relevadores de tierra y para limitar sobre voltajes. Estos transformadores deben tener alguna conexión a tierra, y esto usualmente es a través de algún tipo de conexión en Y. Como componente de sistema el transformador de aterrizaje no lleva carga y no afecta el comportamiento normal del sistema. Cuando ocurren desbalances, el transformador de aterrizaje proporciona una impedancia pequeña de red de secuencia cero. Se usan dos clases de transformadores de aterrizaje, los diseños Y-D , y el diseño Zig-Zag [9].

Figura 2.1.11 Transformador de Aterrizaje tipo Zig-Zag en 34.5 kV

- APARTARRAYOS

Dispositivos eléctricos que limitan la magnitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas u operación de interruptores y conducen a tierra las corrientes producidas por estas sobretensiones. Los apartarrayos se dividen en tres grupos: cuernos de arqueo, apartarrayos autovalvulares y apartarrayos de óxidos metálicos. Actualmente éstos últimos son los más utilizados.

Los apartarrayos tipo autovalvular están formados por un entrehierro y una resistencia no lineal. El entrehierro descarga las corrientes transitorias a tierra con una tensión de descarga baja; la resistencia presenta una alta impedancia a la corriente que sigue a la transitoria.

Durante una sobretensión debida a descargas atmosféricas, la corriente de descarga alcanza niveles de miles de amperes, disminuyendo posteriormente a cientos de amperes una vez disipada la sobretensión. Los entrehierros del apartarrayos deben interrumpir esa

corriente posterior y permanecer bloqueados ante cualquier sobretensión momentánea que permanezca en las terminales del apartarrayos.

Durante una sobretensión, la resistencia presenta poca oposición y la corriente transitoria fluye libremente.

Los apartarrayos de óxidos de zinc. Es un dispositivo de protección para sobretensiones basado en las propiedades semiconductoras de los óxidos metálicos, como el óxido de zinc (ZnO). Tiene mejores características de no linealidad que el carburo de silicio, debido a ello y a sus bajas pérdidas a tensiones nominales, ha sido posible no utilizar entrehierro, permitiendo así reducir el tamaño de estos equipos y en consecuencia su peso.

Debido a su característica tensión-corriente, este apartarrayos descarga únicamente a un valor de corriente predeterminado, mejorando el nivel de protección del sistema.

Es importante considerar su temperatura de operación, ya que su comportamiento es sensible a la temperatura; a medida que la temperatura ambiente se eleva, la energía que debe disipar el apartarrayos se incrementa, provocando que la corriente que circula a través de éste se eleve, incrementando nuevamente la temperatura y, por consiguiente, un calentamiento en el equipo. Por ello el apartarrayos nunca debe trabajar por arriba de su capacidad térmica, de lo contrario puede fallar [6].

Figura 2.1.12 Apartarrayos de Óxidos de Metálicos ubicado junto a un TRP de 400 kV

2.1.6 Línea de transmisión y punto de interconexión

La línea de transmisión es el elemento más común de los que conforman las redes eléctricas. En conjunto, estos elementos constituyen las arterias a través de las cuales fluye la energía eléctrica desde centros de generación hasta los centros de consumo. La transmisión de esta energía puede realizarse ya sea por corriente alterna (c.a.) o directa (c.d.), y dependiendo del nivel de voltaje al cual se realiza la transmisión de energía eléctrica, se tiene clasificadas a las redes en tres categorías: transmisión, subtransmisión y distribución [6].

En México y otros países, los niveles de voltajes mayores de 115 kV son considerados como de transmisión. Cuando se opera con voltajes de 34 hasta 115 kV se dice que la red es de subtransmisión. Por último, niveles de tensión menores a 34 kV están relacionados con redes de distribución [3].

Además, excepto en pocas situaciones, la transmisión de energía eléctrica es aérea, de modo que, como se mencionó anteriormente, el aislante común entre conductores es el aire circundante, además de que los dispositivos de generación y de transporte se diseñan para que operen con corriente alterna trifásica [6].

2.1.7 Compensación de potencia reactiva

2.1.7.1 Bancos de capacitores

Los capacitores instalados en grupos son llamados bancos, los cuales se utilizan en instalaciones industriales y de potencia. Los bancos de capacitores pueden ser conectados en delta, estrella sólidamente aterrizada o flotante, doble estrella sólidamente aterrizada o flotante. La conexión delta se encuentra en sistemas de baja tensión y se determina generalmente por razones económicas.

Las conexiones en estrella y doble estrella sólidamente aterrizada se aplican sólo en sistemas eléctricos de potencia multiaterrizados y en todos los niveles de tensión, en este caso las armónicas triples existentes (de secuencia cero) fluyen por los circuitos de neutro

o de retorno a tierra y pueden causar problemas de interferencia telefónica o en los circuitos de control, la ventaja es que se presentan sobretensiones transitorias menores que en la conexión flotante. La conexión estrella y doble estrella flotante se aplica en cualquier sistema (multiaterrizado o flotante).

Por lo general, los bancos de capacitores de alta tensión se conectan en estrella con neutro flotante, de esta manera se evita la circulación de corrientes armónicas triples que pueden dañar los capacitores.

La instalación de capacitores en los sistemas eléctricos tiene por objeto suministrar potencia reactiva y mejorar el bajo factor de potencia, logrando con esto reducir el flujo de potencia reactiva en líneas y equipos y con ello incrementar la capacidad de carga en los transformadores, líneas y generadores; así como la de regular la tensión de suministro [9].

Figura 2.1.13 Banco de Capacitores Convencional de 34.5 kV

2.1.7.2 Bancos de reactores

Los reactores son bobinas con diversas funciones. Cuando se conectan en serie limitan la corriente de corto circuito para poder disminuir la capacidad interruptiva de interruptores y en paralelo o derivación absorben potencia reactiva (líneas largas en demanda mínima).

En subestaciones, los reactores se colocan en el neutro de los bancos de transformadores para limitar la corriente de corto circuito monofásica.

Según su capacidad, los reactores pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas o del tipo sumergido para potencias elevadas [9].

Figura 2.1.14 Banco de Reactores de 34.5 kV

CAPÍTULO 3. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

3.1 Parque eólico

El parque eólico tiene el siguiente esquema:

- Se tienen en total 60 aerogeneradores que operan en 690 V, que mediante los transformadores elevadores de 0.69/34.5 kV de 5.5 MVA entregan potencia a los circuitos colectores.
- Los circuitos colectores se enlazan a dos barras colectoras de 34.5 kV y a su vez estas con la red de transmisión mediante un transformador elevador de 34.5/34.5/230 kV de 210/265 MVA (ONAN/ONAF).
- Distribuidos en las dos barras (B-01 y B-02) se tienen diecinueve circuitos colectores, cada uno tiene la siguiente cantidad de aerogeneradores:

Barra 01

Circuito 1-Parque A	3 aerogeneradores
Circuito 2- Parque A	4 aerogeneradores
Circuito 3- Parque A	5 aerogeneradores
Circuito 4- Parque A	4 aerogeneradores
Circuito 5- Parque A	4 aerogeneradores
Circuito 6- Parque A	4 aerogeneradores
Circuito 9- Parque B	3 aerogeneradores
Circuito 10- Parque B	3 aerogeneradores

Barra 02

Circuito 1- Parque B	2 aerogeneradores
Circuito 2- Parque B	2 aerogeneradores
Circuito 3- Parque B	2 aerogeneradores
Circuito 4- Parque B	3 aerogeneradores
Circuito 5- Parque B	3 aerogeneradores

Circuito 6- Parque B	3 aerogeneradores
Circuito 7- Parque B	4 aerogeneradores
Circuito 8- Parque B	4 aerogeneradores
Circuito 11- Parque B	2 aerogeneradores
Circuito 12- Parque B	3 aerogeneradores
Circuito 13- Parque B	2 aerogeneradores

Asimismo, el Parque eólico A y B esta interconectado con la red de la compañía suministradora (CFE), a través del transformador elevador y la línea de transmisión en un nivel de tensión de 230 kV [5].

3.1.1 Aerogeneradores

Los aerogeneradores empleados son máquinas de inducción trifásicas doblemente alimentadas y cuentan con las características principales que se muestran en la Tabla 3.1.1 [5].

Tabla 3.1.1 Especificaciones eléctricas generales de los aerogeneradores

Manufacturer / *Fabricante:*	GAMESA ELECTRIC
Generator type / *Tipo de generador:*	WINDTURBINE DFIG GENERATOR *GENERADOR EÓLICO DFIG*
Model / *Modelo:*	CR45 6P 60Hz C1 A4
Stator connection / *Conexión estator:*	DELTA / *TRIANGULO*
Rotor connection / *Conexión rotor:*	STAR / *ESTRELLA*
Rated voltage / *Tensión nominal* [V]:	690 V
Rated frequency / *Frecuencia nominal* [Hz]:	60 Hz
Rated current / *Corriente nominal* [A]: [1]	3680 A
Generator Output Power / *Potencia nominal* generador [kW]:	4650 kW
Power factor with FQC / *Factor de potencia con FQC* : [2]	0,964 (underexc / subexc.) - 1 - 0,964 (overexc / sobreexc.)
Cooling inlet water max. temp./*Temp. max. entrada agua refrig.*[ºC]:	50
Max. ext. amb. temp. / *Temp. max. ambiente exterior* [ºC]:	35
Cooling flow / *Caudal refrigeración* [l/min]:	240

El modelo del aerogenerador empleado para el parque eólico es el “SG 4.5 145”, los cuales operan con una potencia nominal de 4.5 MW. Los límites de producción de potencia reactiva de los aerogeneradores se tomaron en cuenta de acuerdo con su curva límite de operacipon (curva de capabilidad); que a su vez depende de la tensión en terminales del aerogenerador.

La curva de capabilidad de los aerogeneradores se delimita por el polígono mostrado en la Fig. 3.1.1, siempre que el aerogenerador se encuentre en funcionamiento con una tensión en un rango de 0.95-1.12 p.u. en terminales.

Fuera del rango de tensión de 0.95-1.12 p.u, la potencia reactiva de los aerogeneradores es limitada de acuerdo con la tensión de la red en el lado de baja del transformador elevador, así mismo, los aerogeneradores pueden proveer potencia reactiva en condiciones de “no viento” operando bajo el modo “QWP0”.

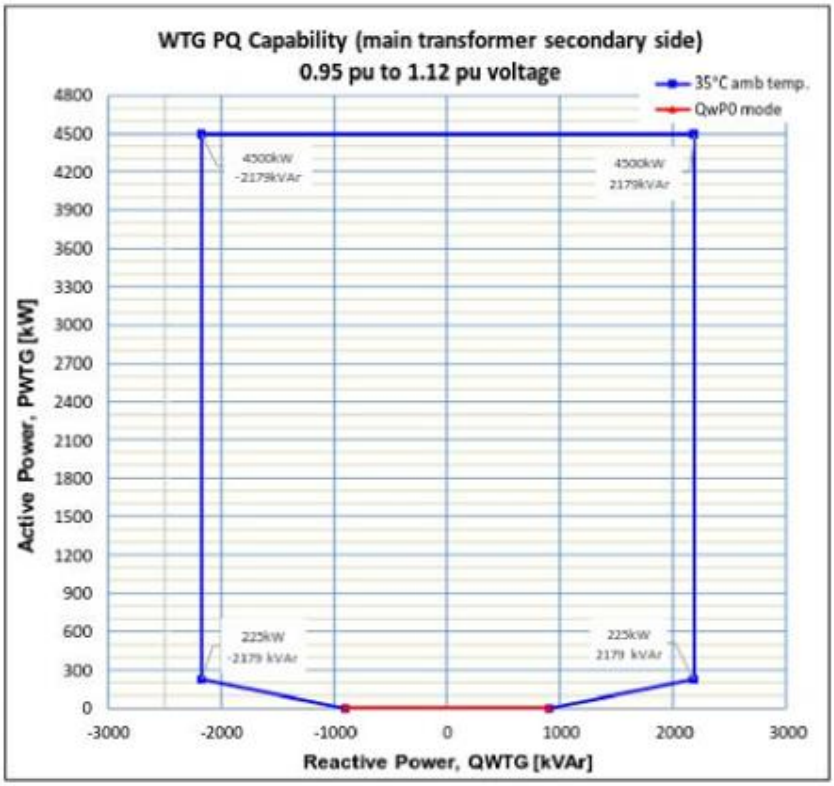

Figura 3.1.1 Curva de capabilidad para aerogeneradores

3.1.2 Transformadores elevadores

Los transformadores elevadores de cada aerogenerador son de las siguientes consideraciones: Tensión nominal 34.5 kV, capacidad de 0.69/34.5 kV de 5.5 MVA de acuerdo con la referencia del fabricante. Asimismo, se considera que estos operan en el tap nominal.

3.1.3 Circuitos colectores aéreos

Los circuitos colectores están formados por una red aérea de media tensión con conductor ACSR de diferentes calibres. En la siguiente tabla se muestra un ejemplo de los parámetros más relevantes de todas las secciones que conforman el circuito colector 1, 2 y 3 de media tensión aéreo en 34.5 kV. Para los conductores tipo ASCR se considera un arreglo aéreo con un hilo de guarda AAS 7#8 [5].

Tabla 3.1.2 Ejemplo de datos relevantes de la red colectora

Tramo		Circuito	Calibre	C/F	Longitu	Impedancia de Sec.			Impedancia de Sec.		
						R1	X1	C1	R0	X0	C0
					km	Ω	Ω	µF	Ω	Ω	µF
Cable_WTG-301		Circuito 1	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
Cable_WTG-302		Circuito 1	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
Cable_WTG-303		Circuito 1	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
CableSub_WTG-301		Circuito 1	4/0 AWG	1	0.068	0.01799	0.01036	0.01005	0.09524	0.10285	0.01005
CableSub_WTG-302		Circuito 1	4/0 AWG	1	0.075	0.01985	0.01142	0.01109	0.10504	0.11344	0.01109
CableSub_WTG-303		Circuito 1	4/0 AWG	1	0.092	0.02434	0.01401	0.01360	0.12885	0.13915	0.01360
Alim. WTG-303 a AM3-B01	Subterráneo	Circuito 1	1000 kCM	1	0.163	0.00942	0.01946	0.03980	0.18939	0.15840	0.03980
	Aéreo	Circuito 1	477 ACSR	1	3.623	0.43163	1.39645	0.04146	2.07960	5.59811	0.02022
Alim. WTG-303 a WTG-302		Circuito 1	266 ACSR	1	0.382	0.08180	0.15560	0.00412	0.25556	0.59862	0.00207
Alim. WTG-302 a WTG-301		Circuito 1l	266 ACSR	1	0.382	0.08180	0.15560	0.00412	0.25556	0.59862	0.00207
Cable_WTG-304		Circuito 2	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
Cable_WTG-305		Circuito 2	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
Cable_WTG-306		Circuito 2	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
Cable_WTG-313		Circuito 2	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
CableSub_WTG-304		Circuito 2	4/0 AWG	1	0.234	0.06192	0.03564	0.03459	0.32774	0.35394	0.03459
CableSub_WTG-305		Circuito 2	4/0 AWG	1	0.081	0.02143	0.01234	0.01197	0.11345	0.12252	0.01197
CableSub_WTG-306		Circuito 2	4/0 AWG	1	0.124	0.03281	0.01889	0.01833	0.17367	0.18756	0.01833
CableSub_WTG-313		Circuito 2	4/0 AWG	1	0.07	0.01852	0.01066	0.01035	0.09804	0.10588	0.01035
Alim. WTG-313 a AM3-B01	Subterráneo	Circuito 2	1000 kCM	1	0.163	0.00942	0.01946	0.03980	0.18939	0.15840	0.03980
	Aéreo	Circuito 2	477 ACSR	1	1.615	0.19240	0.62249	0.01848	0.92701	2.49543	0.00901
Alim. WTG-313 a WTG-306		Circuito 2	477 ACSR	1	0.727	0.08661	0.28022	0.00832	0.41730	1.12333	0.00406
Alim. WTG-306 a WTG-305		Circuito 2	266 ACSR	1	0.391	0.08373	0.15927	0.00422	0.26158	0.61272	0.00212
Alim. WTG-305 a WTG-304		Circuito 2	266 ACSR	1	0.327	0.07002	0.13320	0.00353	0.21876	0.51243	0.00177
Cable_WTG-319		Circuito 3	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
Cable_WTG-318		Circuito 3	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
Cable_WTG-317		Circuito 3	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
Cable_WTG-316		Circuito 3	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
Cable_WTG-315		Circuito 3	35 mm2	1	0.135	0.04689	0.01124	0.01560	0.04689	0.01124	0.01560
CableSub_WTG-319		Circuito 3	4/0 AWG	1	0.131	0.03466	0.01995	0.01936	0.18348	0.19814	0.01936
CableSub_WTG-318		Circuito 3	4/0 AWG	1	0.083	0.02196	0.01264	0.01227	0.11625	0.12554	0.01227
CableSub_WTG-317		Circuito 3	4/0 AWG	1	0.087	0.02302	0.01325	0.01286	0.12185	0.13159	0.01286
CableSub_WTG-316		Circuito 3	4/0 AWG	1	0.08	0.02117	0.01219	0.01182	0.11205	0.12100	0.01182
CableSub_WTG-315		Circuito 3	4/0 AWG	1	0.069	0.01826	0.01051	0.01020	0.09664	0.10437	0.01020
Alim. WTG-315 a AM3-B01	Subterráneo	Circuito 3	1250 kCM	1	0.163	0.00769	0.01906	0.04098	0.14666	0.07310	0.04098
	Aéreo	Circuito 3	477 ACSR	1	0.783	0.09328	0.30180	0.00896	0.44944	1.20986	0.00437
Alim. WTG-315 a WTG-316		Circuito 3	477 ACSR	1	0.385	0.04587	0.14839	0.00441	0.22099	0.59489	0.00215
Alim. WTG-316 a WTG-317		Circuito 3	477 ACSR	1	0.405	0.04825	0.15610	0.00463	0.23247	0.62579	0.00226
Alim. WTG-317 a WTG-318		Circuito 3	266 ACSR	1	0.466	0.09979	0.18982	0.00503	0.31175	0.73025	0.00253
Alim. WTG-318 a WTG-319		Circuito 3	266 ACSR	1	0.476	0.10193	0.19389	0.00514	0.31844	0.74592	0.00258

3.2 Subestación Elevadora

3.2.1 Bahía de Alta Tensión 230 kV

La subestación eléctrica elevadora está formada por una bahía en configuración radial Línea – Transformador, la cual consta de un marco de remate para la llegada de los conductores de la línea de transmisión en 230 kV y la interconexión de los equipos primarios que integran la bahía en un área aproximada de 1250 m^2. No es el propósito de este documento definir y/o describir a detalle todas las características eléctricas de cada uno de los elementos de la subestación, sino únicamente dar una descripción para conocer de qué manera se encuentran interconectados los equipos. Los principales parámetros del equipo primario se muestran en la Tabla 3.2.1

Tres apartarrayos de óxidos metálicos, uno por cada fase, son los primeros equipos que se encuentran conectados en la bahía, cuya función es proteger la instalación ante descargas atmosféricas que pudieran incidir en la LT directa o indirectamente.

Como medio de seccionamiento para propósitos de mantenimiento o maniobra en la subestación se tiene un juego de cuchillas del tipo doble apertura lateral operación tripolar en grupo, motorizadas, con cuchilla de puesta a tierra de operación manual en grupo.

Para obtener los parámetros de voltaje y corriente se tiene transformadores de instrumento, es decir tres transformadores de potencial monofásicos del tipo inductivos para proporcionar las señales de voltaje y tres transformadores de corriente monofásicos para proporcionar las señales de corriente a los relevadores de protección y equipos de medición.

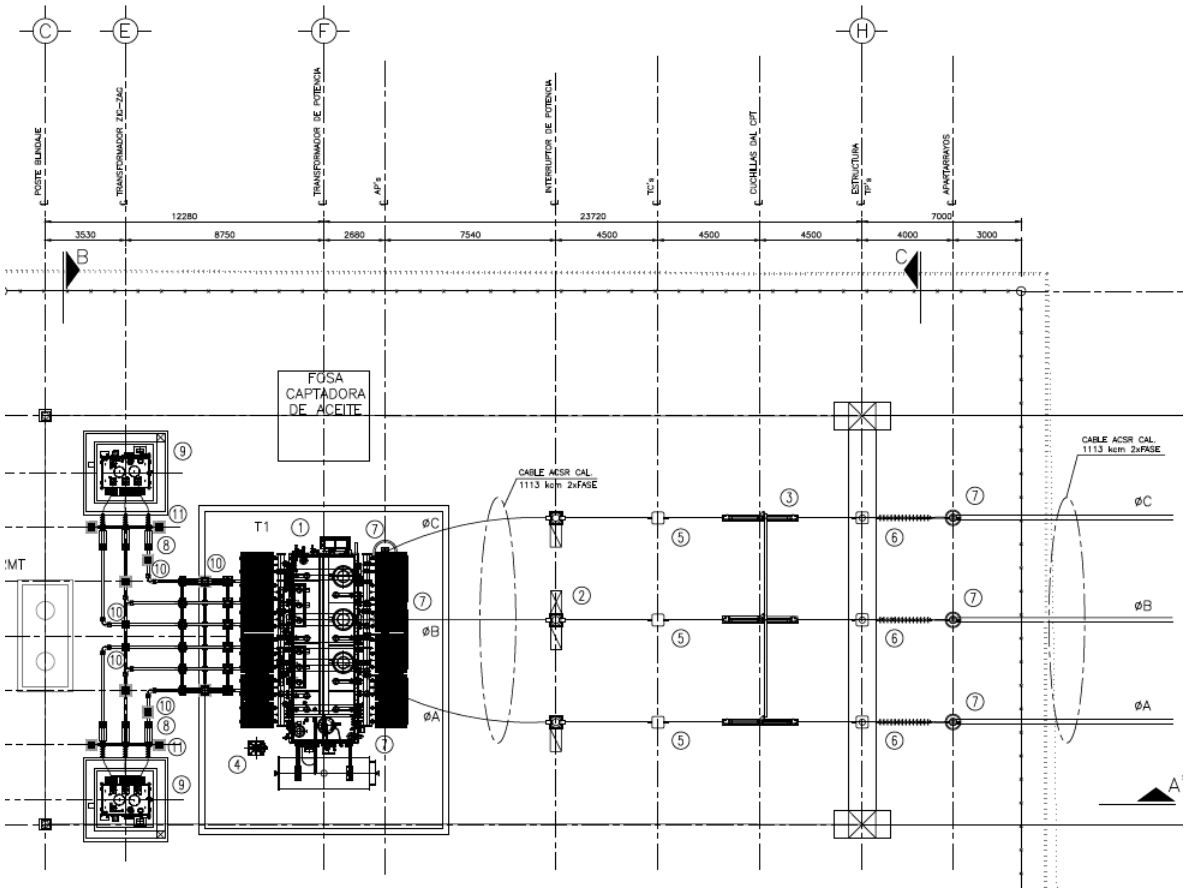

Figura 3.2.1 Vista en Planta Bahía de Alta Tensión 230 kV

Tabla 3.2.1 Listado de Equipo Eléctrico de Alta Tensión

LISTA DE EQUIPO PRIMARIO

No.	CANTIDAD	UNIDAD	D E S C R I P C I O N
①	1	PIEZA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE, TRIFASICO, SERVICIO INTEMPERIE, CAPACIDAD DE 250 MVA, ENFRIAMIENTO ONAN/ONAF, 60 HZ, TENSIONES NOMINALES 230 YN/34.5 d11/34.5 d11 KV, CONEXIÓN: ESTRELLA EN ALTA TENSIÓN Y DELTA EN AMBOS SECUNDARIOS, CON CAMBIADOR AUTOMÁTICO DE DERIVACIONES BAJO CARGA DE 23 POSICIONES (±11 PASOS DE 1% CADA UNO Y TRES POSICIONES CENTRALES INTERMEDIAS) EN ALTA TENSIÓN. DISEÑADO PARA UNA ALTITUD DE OPERACIÓN HASTA DE 2500 MSNM (SUMINISTRO Y MONTAJE ALCANCE DE EGP).
②	1	PIEZA	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR, MEDIO DE EXTINCIÓN DEL ARCO SF6, TENSIÓN DE DISEÑO 245 KV, CORRIENTE NOMINAL 2000 A, CORRIENTE NOMINAL DE INTERRUPCIÓN DE CORTO CIRCUITO 40 KA, TENSIÓN DE AGUANTE AL IMPULSO POR RAYO 1050 KV, 60 HZ, TENSIÓN DE CONTROL 125 VCD, TENSIÓN DE FUERZA Y CALEFACCIÓN 220/127 VCA, DISTANCIA DE FUGA MÍNIMA A TIERRA UNITARIA 31 mm/KV F–F, TOTAL 7595 mm.
③	1	PIEZA	CUCHILLA DESCONECTADORA TRIPOLAR, DOBLE APERTURA LATERAL, TENSIÓN DE DISEÑO 245 KV, CORRIENTE NOMINAL 2000 A, CORRIENTE DE AGUANTE DE CORTA DURACIÓN 40KA, TENSIÓN DE AGUANTE AL IMPULSO POR RAYO 1050 KV, 60 HZ, MONTAJE HORIZONTAL, CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA Y CON MECANISMO DE OPERACIÓN TRIPOLAR A MOTOR, TENSIÓN DE CONTROL 125 VCD, TENSIÓN DE FUERZA Y CALEFACCIÓN 220/127 VCA, DISTANCIA DE FUGA MÍNIMA A TIERRA 31 mm/KV F–F, TOTAL 7595 mm.
④	1	PIEZA	TC TIPO PEDESTAL CORRESPONDIENTE AL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA, RELACION MULTIPLE DE 1000/5A CARGA Y CLASE C400.
⑤	3	PIEZA	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO DEVANADO, MONOFÁSICO, TENSIÓN DE DISEÑO 245 KV, TENSIÓN DE AGUANTE AL IMPULSO POR RAYO 1050 KV, 60 HZ, RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE 600X800X1000X1200X1600X2000:5/5/5/5 A, CARGA NOMINAL Y CLASE DE EXACTITUD PARA MEDICIÓN: 30 VA, CLASE 0.2S Y PARA PROTECCIÓN 100 VA, CLASE 10P 20. DISTANCIA DE FUGA MINIMA A TIERRA: UNITARIA 31 mm/KV F–F–, TOTAL 7595 mm.
⑥	3	PIEZA	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO, MONOFÁSICO, TENSIÓN DE DISEÑO DE 245 KV, TENSIÓN DE AGUANTE AL IMPULSO POR RAYO 1050 KV, 60 HZ, RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN 13800/115–69/115–69/115–69V, CARGA NOMINAL Y CLASE DE EXACTITUD PARA MEDICIÓN: 100 VA, CLASE 0,2, CAPACIDAD TÉRMICA 1500 VA, DISTANCIA DE FUGA MINIMA A TIERRA: UNITARIA 31 mm/KV F–F–, TOTAL 7595 mm.
⑦	6	PIEZA	APARTARRAYOS DE ÓXIDOS METÁLICOS PARA SUBESTACIONES, CLASE III, SERVICIO INTEMPERIE, PARA OPERAR EN UN SISTEMA DE 230 KV, TENSIÓN NOMINAL DEL APARTARRAYOS 192 KV, TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA 154 KV, CORRIENTE DE DESCARGA NOMINAL 10 KA, DISTANCIA DE FUGA MINIMA A TIERRA: UNITARIA 31 MM/KV F–F–, TOTAL 7595 mm (LOS AP's DEL TR SON SUMINISTRO CON EL EQUIPO POR E.G.P.)
⑧	6	PIEZA	APARTARRAYOS DE ÓXIDOS METÁLICOS PARA SUBESTACIONES, CLASE III, SERVICIO INTEMPERIE, PARA OPERAR EN UN SISTEMA DE 34.5 KV, TENSIÓN NOMINAL DEL APARTARRAYOS 30 KV, TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA 24.4 KV, CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA AL IMPULSO POR RAYO 10 KA. DISTANCIA DE FUGA MINIMA A TIERRA: UNITARIA 31 MM/KV F–F–, TOTAL 1178 mm MÍNIMO.
⑨	2	PIEZA	TRANSFORMADOR ZIG–ZAG EN ACEITE Y ENFRIAMIENTO ONAN, CONEXION ZIG ZAG, TENSION NOMINAL 34.5 KV, SERVICIO INTEMPERIE, 60 Hz, 500 A, 10 s.
⑩	18	PIEZA	AISLADOR SOPORTE PARA UNA TENSION MAXIMA DE 34.5 KV, TENSION NOMINAL DE AGUANTE AL IMPULSO POR RAYO DE 200 KV, DISTANCIA DE FUGA MINIMA A TIERRA UNITARIA 31 mm/kV–n. TOTAL 1178 mm MÍNIMO.
⑪	2	PIEZA	CUCHILLA DESCONECTADORA TRIPOLAR, APERTURA SENCILLA, TENSIÓN NOMINAL 34.5 KV, CORRIENTE NOMINAL 630 A, CORRIENTE DE AGUANTE DE CORTA DURACIÓN 31.5 KA, TENSIÓN NOMINAL DE AGUANTE AL IMPULSO POR RAYO 200 KV, 60 HZ, MONTAJE HORIZONTAL, SIN CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA Y CON MECANISMO DE OPERACIÓN TRIPOLAR MANUAL, DISTANCIA DE FUGA MÍNIMA A TIERRA 31mm/KV F–F, TOTAL 1178 mm MÍNIMO.

3.2.2 Transformador Principal de Potencia

De todos los elementos que conforman la subestación eléctrica, uno de los equipos más importantes es el transformador de potencia, tanto por su función como por el costo que representa en términos económicos de un proyecto.

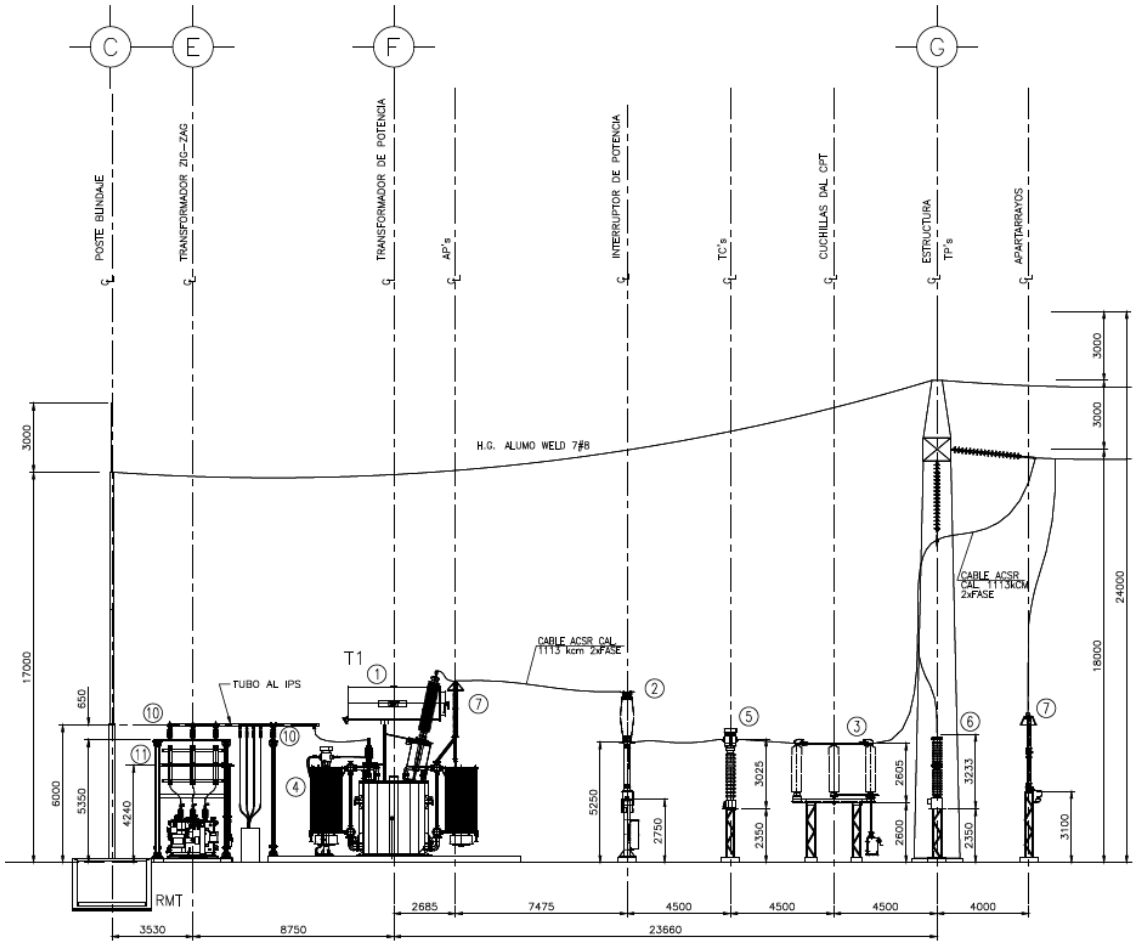

Figura 3.2.2 Vista en Corte Bahía de Alta Tensión 230 kV

El transformador elevador está formado por un devanado de alta tensión conectado en estrella aterrizada sólidamente y dos devanados de media tensión en delta cuya referencia a tierra se realiza por medio de un transformador tipo zig-zag en cada secundario.

La razón principal de tener dos devanados en el lado de media tensión obedece a que la suma de la corriente de todos los circuitos colectores es muy elevada, mayor a los 4000 A, lo cual representa una dificultad en el mercado para la fabricación de equipos eléctricos con dicha capacidad.

- El transformador de potencia (de 3 devanados) que conecta el sistema del Parque Eólico A y B a la red en 230 kV con una capacidad de 34.5/34.5/230 kV de 210/265 MVA. Este transformador cuenta con un cambiador automático de taps (OLTC) en el devanado primario, el cual ayuda a regular la tensión en los niveles de 34.5 kV.

Potecia nominal MVA	265/132.5-132.5		
	A.T.	B.T. I	B.T. II
Tension nominal kV	230	34.5	34.5
Corriente nominal A	665.2	2217.4	2217.4
Tapping Rango de kV	230±10x1%		
Grupo vectorial	YN d11d11		
Altitud	2500m		
Enfriamiento	ONAN/ONAF(210MVA/265MVA)		
Clase de aislamiento de transformador	grado A		
Temperatura ambiente máxima	45℃		

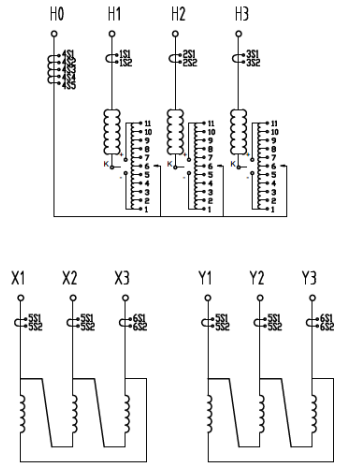

Figura 3.2.3 Placa de Datos y Diagrama Eléctrico del Transformador Principal

3.2.3 Media tensión 34.5 kV

La energía proveniente de los circuitos colectores se recibe en la subestación por medio de dos tableros de media tensión formado por celdas con aislamiento en SF6, tensión nominal de 34.5 kV y barras de 2500 A.

La distribución de celdas y tableros es la siguiente:

Barra 01:

- 1 Celda para acometida de transformador principal
- 1 Celda para TP’s de medición
- 1 Celda para transformador de servicios propios
- 6 Celdas para la circuito colector proveniente del parque eólico
- 2 Celdas para circuito colector disponible
- 3 Celdas para equipos de compensación reactiva

Barra 02:

- 1 Celda para acometida de transformador principal
- 1 Celda para TP’s de medición
- 1 Celda para transformador de servicios propios

- 12 Celdas para la circuito colector proveniente del parque eólico
- 3 Celdas para equipos de compensación reactiva

Cada una de las celdas de acometida, se interconecta al transformador de potencia principal por medio de cables de energía, con aislamiento XLP, 34.5 kV, conductor de cobre calibre 1250 kCM en un arreglo de 4 conductores por fase.

En el mismo punto de interconexión entre los cables de energía y las boquillas de cada devanado secundario del TRP se encuentra conectado un reactor tipo zig – zag para tener una referencia de puesta a tierra ya que, como se ha mencionado, los devanados secundarios se encuentran en conexión delta.

3.2.4 Servicios Propios

Para proporcionar energía eléctrica a las propias instalaciones y equipos de la subestación se han instalado dos transformadores tipo pedestal con capacidad de 300 kVA, 34.5-0.22/0.127 kV, conectados a cada una de las barras de media tensión y por tanto a cada secundario del transformador principal. El primer transformador de servicios propios tendrá la función de fuente principal y ante la falta de éste se tiene el segundo transformador como segunda fuente de energía. En caso de que por alguna causa ambos transformadores queden fuera de operación se tiene una tercera fuente como respaldo por medio de un generador diesel de emergencia.

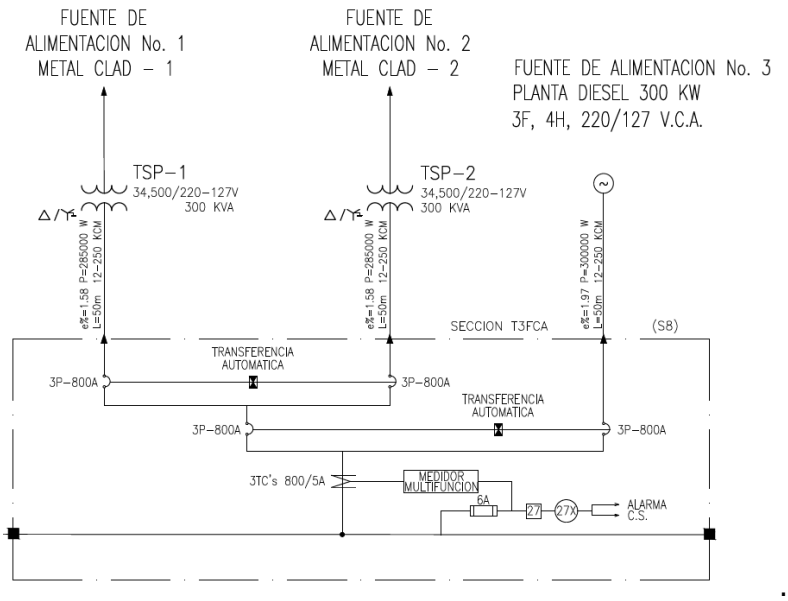

Figura 3.2.4 Diagrama de Servicios Propios de la SE Elevadora

La conexión a una u otra fuente de energía se realiza por medio de un tablero de transferencia automática el cual a su vez se interconecta a tableros principales que distribuyen la energía hacia los distintos circuitos derivados de fuerza, accionamiento motriz de equipos, alumbrado, aire acondicionado, etc.

Los equipos de protección, control, medición y comunicaciones son alimentados mediante corriente directa proporcionada por 2 bancos de baterías en un nivel de 125 VCD.

3.3 Línea de transmisión

La línea de transmisión de 230 kV que enlaza el sistema eléctrico del Parque Eólico A y B en la subestación con la red de transmisión de CFE está formada por:

- Dos conductores por fase de 1113 ACSR
- Dos hilos de guarda
  - Un conductor OPGW
  - Un conductor 7#8
- Las configuraciones de torre empleadas son estructuras normalizadas de CFE:

- 4BC1 con 5 estructuras
- 4YCR1 con 10 estructuras
- 2Z22 estructura existente

- Las torres se encuentran distribuidas conforme al plano de proyecto de Líneas de Transmisión [5].
- La longitud de la línea es de 6.27 km en su primer tramo.

Los parámetros la línea bajo las consideraciones anteriores se observan en la siguiente tabla:

Tabla 3.3.1 Parámetros eléctricos de la línea de transmisión - Tramo 1

		Tensión		Impedancia de Sec. (+)			Impedancia de Sec. (0)		
Tramo	Calibre	Nominal	Longitud	R1	X1	C1	R0	X0	C0
		kV	km	Ω	Ω	µF	Ω	Ω	µF
LT TRAMO 1	1113 kCM	230	6.265	0.17520	2.43974	0.07009	1.75066	6.02940	0.04449

Asimismo, la línea de transmisión se entronca a una línea de dos circuitos, en donde por un circuito se transmite la potencia de un parque eólico adyacente existente y por el otro se transmite la potencia del Parque Eólico A y B. Las impedancias de la línea de transmisión, considerando el acoplamiento magnético con la línea existente se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.3.2 Parámetros eléctricos de la línea de transmisión - Tramo 2

		Tensión		Impedancia de Sec. (+)			Impedancia de Sec. (0)		
Tramo	Calibre	Nominal	Longitud	R1	X1	C1	R0	X0	C0
		kV	km	Ω	Ω	µF	Ω	Ω	µF
LT TRAMO 2	1113 kCM	230	92.125	2.42441	32.70810	1.14001	20.09700	88.93973	0.65973

CAPÍTULO 4. DISEÑO DEL SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA

Para realizar el diseño de un sistema de compensación reactiva, primero es necesario determinar la cantidad de equipos de compensación mediante un análisis en estado estable de la curva de capabilidad del Parque Eólico incluyendo todos los elementos que integran la planta, es decir, aerogeneradores, circuitos colectores, transformador elevador y equipos que forman la subestación, así mismo la línea de transmisión en alta tensión, como se muestran en el capítulo 5 de este documento.

A continuación, se describen los elementos que componen el sistema de compensación reactiva representando su disposición física y diagrama unifilar.

4.1 Arreglo General

El arreglo y disposición de los elementos que comprenden la compensación reactiva es del tipo intemperie formado por tres barras tubulares para los equipos que corresponden al parque eólico A y tres barras tubulares para los equipos que corresponden al parque eólico B.

Cada una de las barras pertenece a un circuito de compensación destinado en el tablero tipo Metal Clad, y de estas barras se deriva uno o más equipos eléctricos, ya sea banco de capacitores o reactor. Para tener una clara identificación de todos los equipos se ha designado a las barras tubulares de la siguiente manera:

- Barra A1 y B1: Proviene de la celda metal clad A1 y de ella derivan los siguientes equipos
  - Banco de capacitores BC-1, BC-2 y BC-3
- Barra A2 y B2: Proviene de la celda metal clad A2 y de ella derivan los siguientes equipos
  - Banco de capacitores BC-4 y BC-5
- Barra A y B: Proviene de la celda metal clad A y de ella derivan los siguientes equipos

- Filtro H2, H3 y H5

La disposición mostrada en la Figura 4.1.1 considera la separación y distancias de seguridad requeridas para un nivel de tensión de 34.5 kV, así como los requerimientos para maniobras de montaje y mantenimiento en un área aproximada de 3100 m^2:

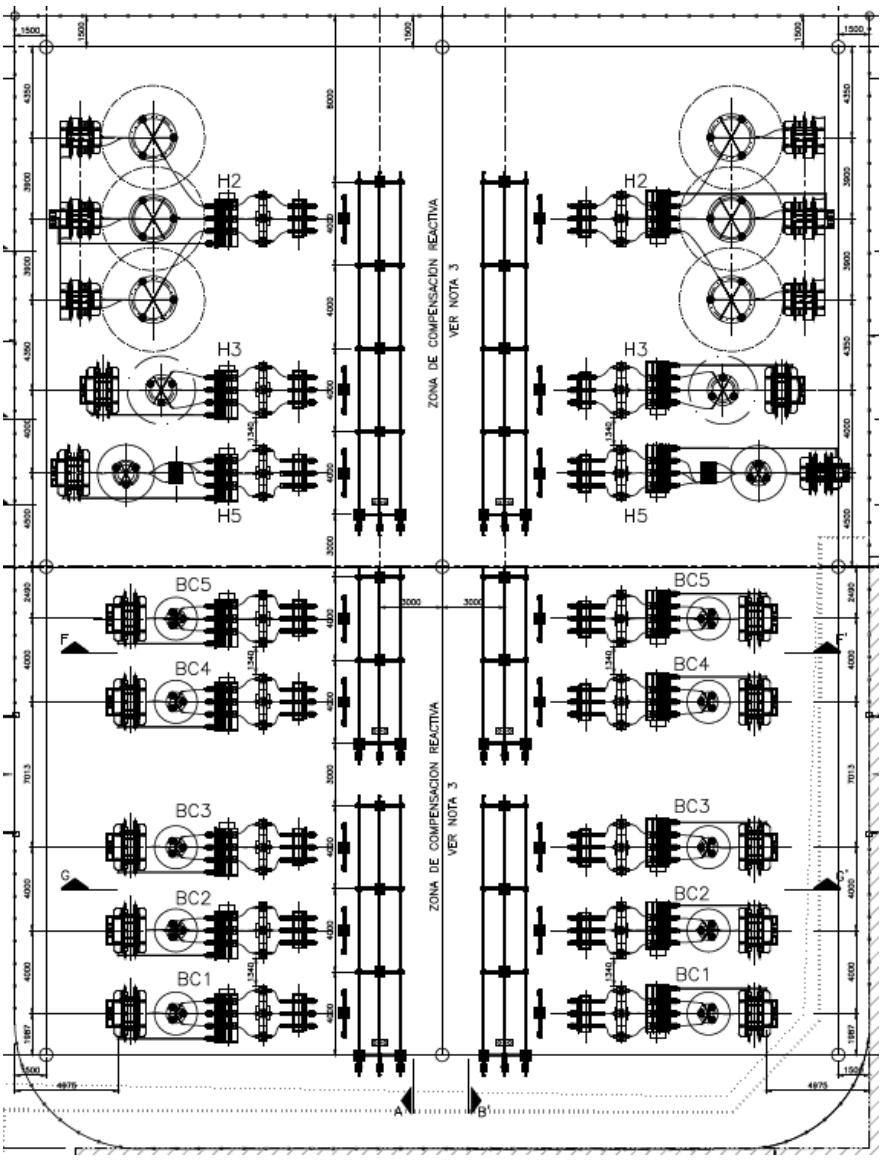

Figura 4.1.1 Vista en Planta Equipos de Compensación Reactiva

4.2 Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar general muestra los siguientes conceptos:

- Interconexión del equipo primario: transformador de potencia, interruptores, cuchillas desconectadoras, transformadores de corriente y transformadores de potencial, apartarrayos, interruptores de media tensión, etc.
- Cantidad de equipos eléctricos por nivel de tensión.
- Nomenclatura de interruptores y cuchillas destino de la línea tanto en 230 kV como en 34.5 kV.
- Relaciones de transformación, polaridades, cantidad de devanados secundarios y conexiones del secundario de los transformadores de corriente y transformadores de potencial.

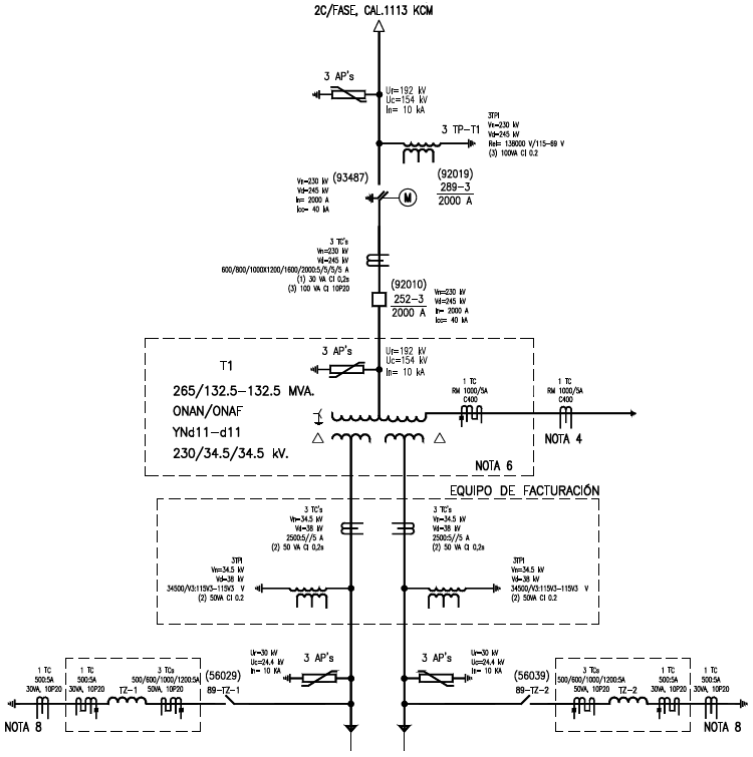

Figura 4.2.1 Diagrama Unifilar General Alta Tensión y Media Tensión

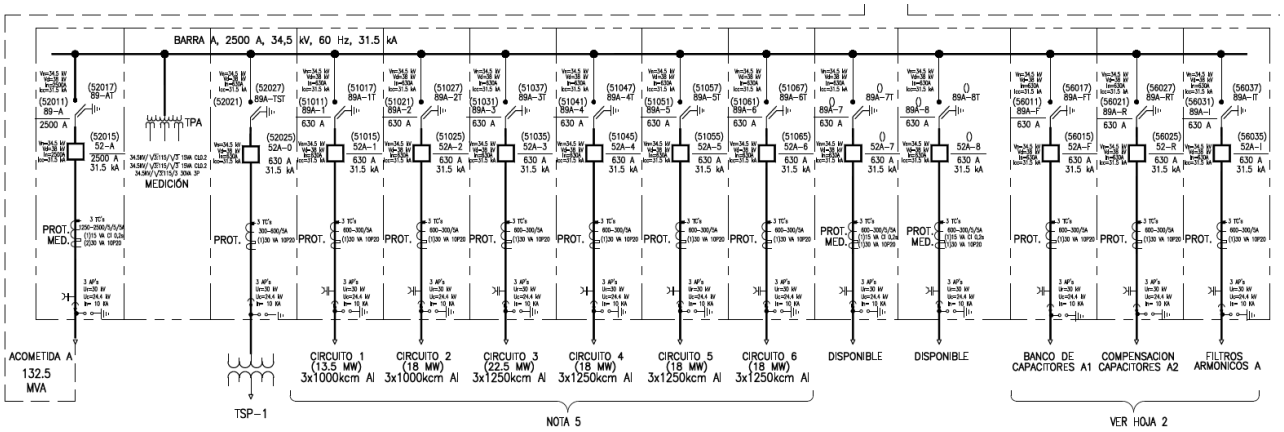

Figura 4.2.2 Diagrama Unifilar de tablero Metal Clad A

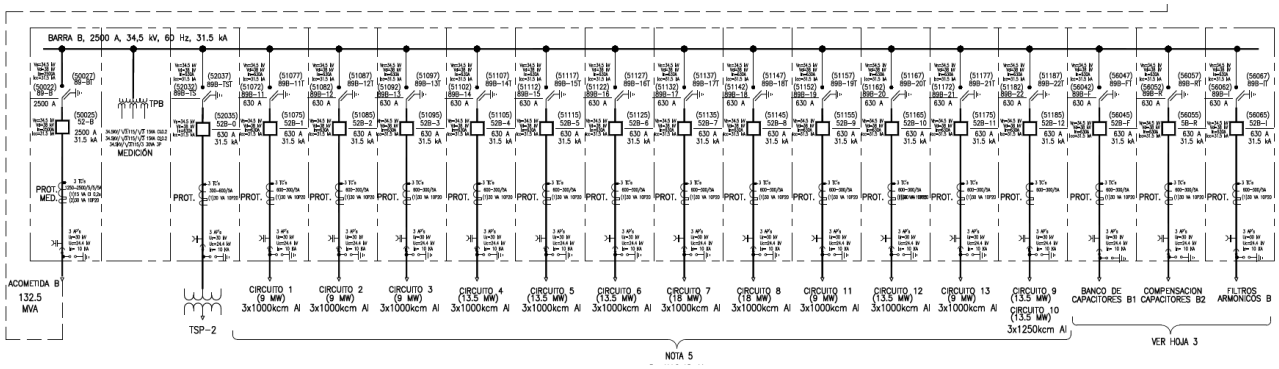

Figura 4.2.3 Diagrama Unifilar de tablero Metal Clad B

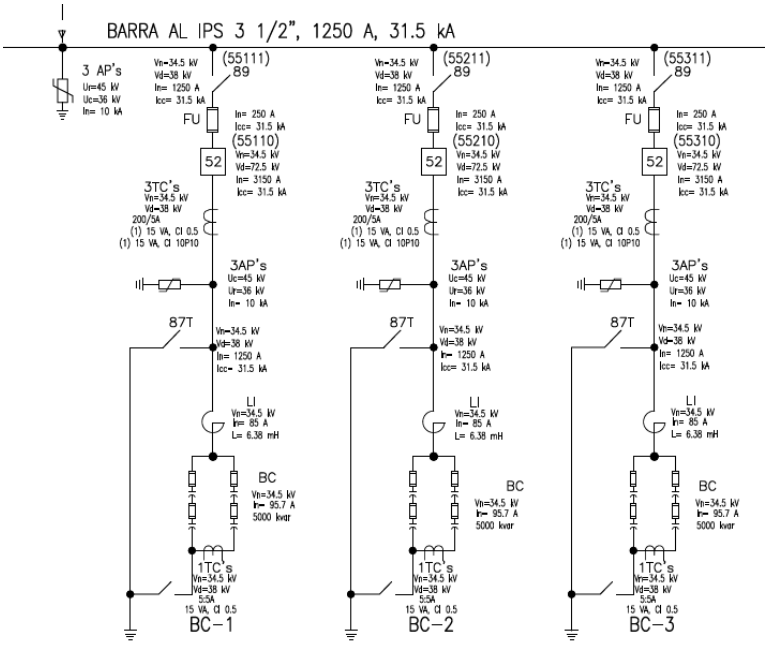

Figura 4.2.4 Diagrama Unifilar Barra A1 (idem a Barra B1)

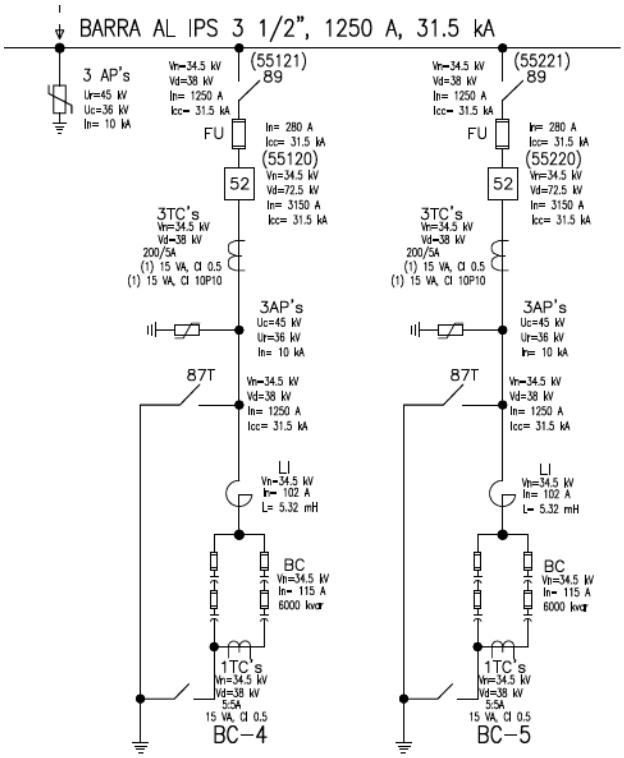

Figura 4.2.5 Diagrama Unifilar Barra A2 (idem a Barra B2)

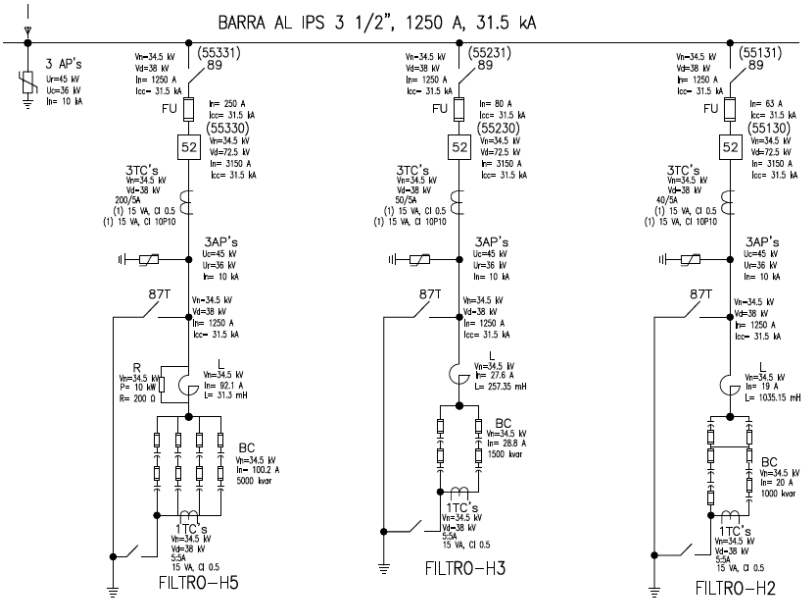

Figura 4.2.6 Diagrama Unifilar Barra A (idem a Barra B)

4.3 Equipos de compensación reactiva

El sistema de compensación reactiva está formado por los siguientes elementos:

- Tres filtros armónicos sintonizados en la 10ª componente armónica de 5 Mvar cada uno formada por un banco de capacitores y un reactor de las características indicadas en la Fig. 4.3.1 y 4.3.2.

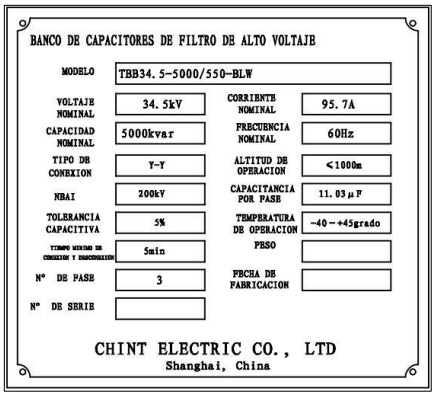

Figura 4.3.1 Placa de datos del banco de capacitores de 5 Mvar

Reactor Model	Rated Voltage (kV)	Rated Current (A)	Inductance per phase (mH) ±5%
CKGKL-34.5kV-85A-6.38mH	34.5	85	6.38

Figura 4.3.2 Parámetros eléctricos del reactor conectado en serie con el banco de capacitores de 5 Mvar

- Dos filtros armónicos sintonizados en la 10ª componente armónica de 6 Mvar, cada uno formada por un banco de capacitores y un reactor de las características indicadas en la Fig. 4.3.3 y 4.3.4.

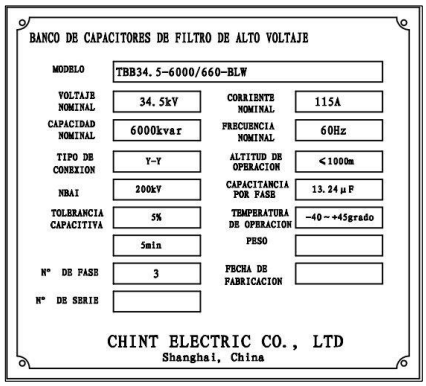

Figura 4.3.3 Placa de datos del banco de capacitores de 6 Mvar

Reactor Model	Rated Voltage (kV)	Rated Current (A)	Inductance per phase (mH) ±5%
CKGKL-34.5kV-102A-5.32mH	34.5	102	5.32

Figura 4.3.4 Parámetros eléctricos del reactor conectado en serie con el banco de capacitores de 6 Mvar

- Un filtro armónico sintonizado en la 2ª componente armónica de 1 Mvar, cada uno formada por un banco de capacitores y un reactor de las características indicadas en la Fig. 4.3.5 y 4.3.6.

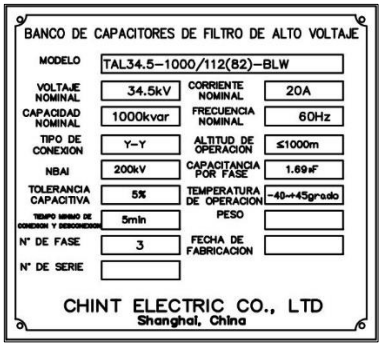

Figura 4.3.5 Placa de datos del banco de capacitores de 1 Mvar

Reactor Model	Rated Voltage (kV)	Rated Current (A)	Inductance per phase (mH) ±5%
LKGKL-34.5-19A-1035.15mH	34.5	19	1035.15

Figura 4.3.6 Parámetros eléctricos del reactor conectado en serie con el banco de capacitores de 1 Mvar

- Un filtro armónico sintonizado en la 3ª componente armónica de 1.5 Mvar, cada uno formada por un banco de capacitores y un reactor de las características indicadas en la Fig. 4.3.7 y 4.3.8.

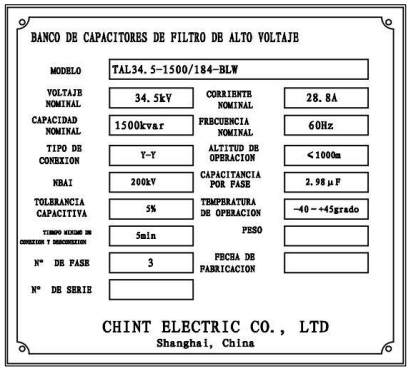

Figura 4.3.7 Placa de datos del banco de capacitores de 1.5 Mvar

Reactor Model	Rated Voltage (kV)	Rated Current (A)	Inductance per phase (mH) ±5%
LKGKL-34.5kV-27.6A-257.35mH	34.5	27.6	257.35

Figura 4.3.8 Parámetros eléctricos del reactor conectado en serie con el banco de capacitores de 1.5 Mvar

- Un filtro armónico de segundo orden sintonizado en la 5ª componente armónica de 5 Mvar, cada uno formada por un banco de capacitores y un reactor de las características indicadas en la Fig. 4.3.9 y 4.3.10.

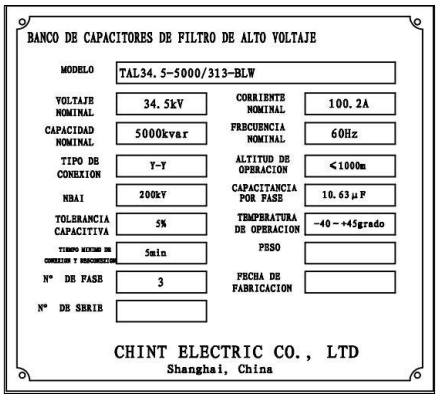

Figura 4.3.9 Placa de datos del banco de capacitores de 5 Mvar

Reactor Model	Rated Voltage (kV)	Rated Current (A)	Inductance per phase (mH) ±5%
LKGKL-34.5kV-92.1A-31.3mH	34.5	92.1	31.3

Figura 4.3.10 Parámetros eléctricos del reactor conectado en serie con el banco de capacitores de 5 Mvar

CAPÍTULO 5. RESULTADOS OBTENIDOS

5.1 Resultados sin equipo de compensación reactiva

Para determinar el requerimiento y capacidad de los equipos de compensación reactiva, es necesario realizar un análisis de flujos de potencia en estado estable con herramientas computacionales de los elementos que conforman la central eléctrica, variando algunos parámetros con el objetivo de ver su comportamiento; es decir, variando la tensión en el Punto de Interconexión (POI), la potencia de generación de los aerogeneradores y la consigna de factor de potencia en el POI se obtienen los valores de potencia reactiva necesarios para cumplir con el código de red.

El estudio en estado estable de la curva de capabilidad [5] desarrollado por la empresa SESELEC se realizó mediante el software DIgSILENT PowerFactory versión 19, que es una herramienta computacional de ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia industriales, comerciales y de empresas de suministro.

De las simulaciones se tienen los siguientes requerimientos en cuanto a compensación reactiva [5]:

- Es necesaria compensación reactiva capacitiva a partir del 60% de generación.
- No requiere compensación reactiva inductiva.
- Es posible entregar el 100% de la potencia máxima (260 MW) cuando los aerogeneradores operan a su máxima capacidad.

Sin embargo, también se observa el siguiente comportamiento en algunos elementos del sistema [5]:

- Línea de transmisión. Se presentan pérdidas de potencia reactiva que alcanzan los 29 Mvar.
- Transformador de potencia. Al exportar potencia reactiva a partir del 50% de generación, en la mayoría de los casos, el OLTC alcanza el tap superior. Por lo que,

al incluir compensación capacitiva la tensión del sistema colector aumentaría; el transformador ya no tendría la capacidad de regular la tensión en el sistema.

- El transformador presenta sobrecargas de hasta el 12% por encima de su potencia nominal en su último paso de enfriamiento.
- Aerogeneradores. A partir del 70% de generación en el lado capacitivo; aun sin cumplir el código de red, se presentan sobretensiones en terminales de los aerogeneradores muy cercanas a su límite de operación, del 113% de la tensión nominal, sin embargo, esta condición operativa se considera como atípica.

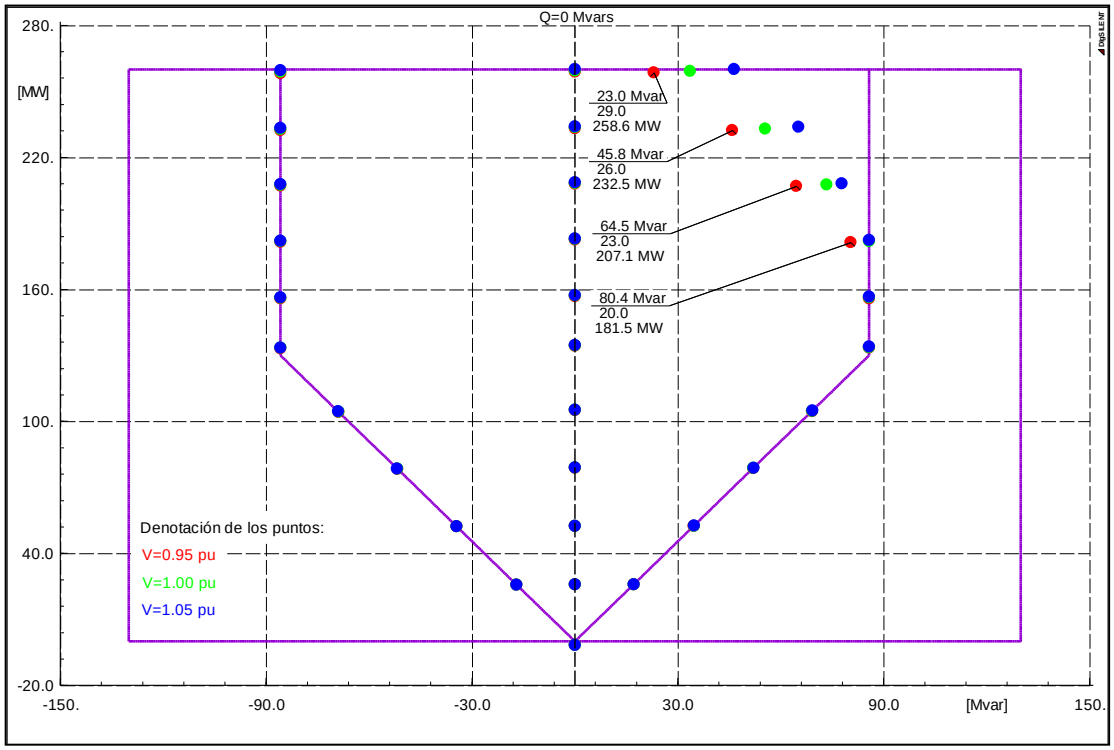

Figura 5.1.1 Respuesta del P.E. cubriendo el requerimiento de potencia reactiva sin equipo de compensación

La sobrecarga en el transformador de potencia, las sobretensiones presentes en terminales de los aerogeneradores combinadas con la limitada regulación de tensión del transformador serían un factor limitante para el dimensionamiento de algunos equipos eléctricos cuyos aislamientos no podrían soportar estas sobretensiones.

5.2 Resultados obtenidos para cumplir los requerimientos del código de red

Una vez que se tienen los requerimientos de compensación reactiva necesarios para la correcta operación del sistema en cumplimiento con el código de red, los fabricantes de equipos de compensación definen sus características eléctricas para el diseño correspondiente, como se muestra en el apartado 4.3.

Con el diseño de los equipos se lleva a cabo una nueva simulación introduciendo al modelo computacional las características de éstos para comprobar que se cumple con el código de red en el punto de interconexión. El objetivo de la simulación determina si la curva de capabilidad del Parque es lo suficientemente amplia para cubrir el perfil V-P-Q/Pmax indicado en el código de red [1].

Para realizar el modelado del sistema se introducen al software las características de los elementos que forman la central eléctrica indicados en el Capítulo 3. Es decir, las características de los aerogeneradores del parque eólico, los transformadores elevadores de cada máquina, los datos eléctricos de los circuitos colectores, tales como, configuración, tipo y calibres de conductores, valores de reactancia y capacitancia indicados por los fabricantes. En el caso de la subestación, los datos de placa del transformador principal de potencia 34.5-230 kV, así como los datos de la línea de transmisión y el equivalente de Thévenin en el punto de interconexión.

Se realiza el análisis referido al punto de interconexión, es decir en la subestación de CFE y se considera la evaluación de la curva límite de operación de la central en las siguientes condiciones [5]:

- Bajo tres niveles de tensión en la red de transmisión: 0.95 pu, 1.00 pu y 1.05 pu [1],
- Pasos de 10% de generación, con respecto a la potencia máxima de 260 MW del parque eólico [1].

Tomando en cuenta estas consideraciones y los resultados indicados en el apartado anterior, se procede a realizar la nueva simulación incluyendo los equipos de compensación reactiva resultantes. De esta evaluación se tiene:

- Línea de transmisión. Se tienen pérdidas de hasta 38 Mvar cuando se importa potencia reactiva y de 32.5 Mvar al exportar potencia reactiva.
- Transformador de potencia. Con una carga de hasta el 110%, el transformador tendría la capacidad de operar hasta un nivel de generación del 94%. En cambio, en generación máxima (100%) se excedería el nivel máximo de carga llegando hasta un 116%; lo cual no se considera adecuado. Y al exportar potencia reactiva a partir del 70% de generación, el OLTC alcanza el tap superior.
- Aerogeneradores. En terminales de los aerogeneradores se preservan tensiones dentro de los límites de diseño de estos equipos.
- Tableros de MT. En los tableros de 34.5 kV de los aerogeneradores, al exportar potencia reactiva a partir del 90% de generación se presentarían sobretensiones de hasta el 13%.
- Se respeta puntualmente la curva límite de operación (curva de capabilidad) de los aerogeneradores.
- Código de red. En condiciones de no viento (0% de generación) la central es capaz de mitigar los efectos producidos por capacitancia de la línea de transmisión y el sistema colector de media tensión.

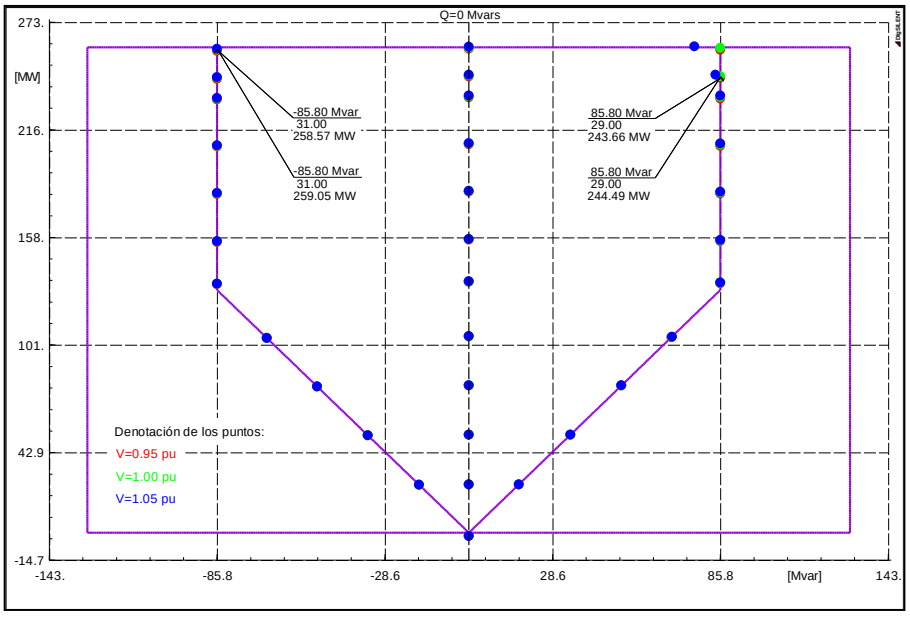

Figura 5.2.1 Respuesta del P.E. cubriendo el requerimiento de potencia reactiva con equipo de compensación

- Se determina que la compensación reactiva requerida es de 85.8 MVAr totales (33% con respecto de la $P_{máx}$ generada de acuerdo con el Código de Red), como se observa en la figura 5.2.1, de los cuales 69 MVAr serán proporcionados con Equipos de Compensación Reactiva (34.5 Mvar en cada barra principal de M.T) y el resto por medio de los aerogeneradores. Esta potencia reactiva se introduce al sistema gradualmente a partir del 70% hasta el 100% de generación en la central eólica, como se muestra en la Tabla 5.2.1.

Tabla 5.2.1 Capacidad mínima del equipo de compensación reactiva

Nivel de Generación	Tensión en POI	
	0.95 p.u.	1.0 p.u.
70%	2 x 3.5 Mvar	-
80%	2 x 12.5 Mvar	2 x 7 Mvar
90%	2 x 23 Mvar	2 x 16.5 Mvar
94%	2 x 28 Mvar	2 x 21 Mvar
100%	2 x 34.5 Mvar	2 x 29 Mvar

Además de los resultados anteriores, para poder integrar los equipos de compensación al sistema, específicamente a las barras de 34.5 kV en la subestación elevadora, se debe considerar:

- Ampliación de las barras de 34.5 kV. Se requieren 6 Celdas tipo Metal Clad (tres en cada barra de MT)
- Se requieren 6 circuitos de media tensión con cable de potencia en 34.5 kV.
- Se requiere una plataforma para la instalación de los equipos de compensación reactiva con un área aproximada de 3100 m2 con sus respectiva obra civil, cimentaciones, drenajes, ductos subterráneos y malla de seguridad física.
- Como instalaciones auxiliares es necesario considerar los servicios propios en CA y CD, sistema de alumbrado, blindaje contra descargas atmosféricas y el sistema de tierra para todos los equipos eléctricos.

Figura 5.2.2 S.E. Elevadora (izquierda) y Zona de Compensación Reactiva (derecha) construído por la empresa SESELEC en el Parque Eólico Amistad, Coahuila

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

6.1 Conclusiones

De los resultados obtenidos para la implementación del sistema de compensación reactiva en la Central de Generación Eólica descrita se tienen las siguientes conclusiones:

- En primer lugar, al evaluar los elementos que conforman la central eólica se observa que la potencia reactiva capaz de suministrar por los aerogeneradores, en conjunto con la potencia reactiva proporcionada por el efecto capacitivo en el bus colector aéreo y la línea de transmisión, no es posible cumplir con los requerimientos de interconexión al sistema eléctrico nacional exigidos por el código de red mexicano.
- Al implementar el sistema de compensación reactiva, se cumple con los requerimientos del código de red, el cual establece un mínimo de 33% de potencia reactiva con respecto a la potencia activa máxima de generación. Es decir, con la potencia reactiva que pueden suministrar los aerogeneradores, el efecto capacitivo de la red colectora aérea y la línea de transmisión, más la potencia reactiva instalada en bancos de capacitores y reactores se tienen 85.8 MVAr.
- Se cumple con los requerimientos de variación de voltaje y factor de potencia en el punto de interconexión exigidos por el código de red. Es decir, ±5% de la tensión nominal y un FP constante desde 0 % hasta 50% de generación de potencia activa y del 50% de generación de potencia activa en adelante requiere una potencia reactiva constante de 0.33 pu respecto de la potencia máxima de generación.
- No se analizan los modos de control requeridos por el código de red (control de tensión, potencia activa y factor de potencia) debido a que son realizados por otros elementos de la central eólica ya que los equipos de compensación, bancos de capacitores y reactores descritos para esta central eólica son del tipo convencional y no cuentan con medios que realicen esta función.

- Aun cuando se cumple con los requerimientos legales en los puntos anteriores, por las características de diseño propias de la central, al implementar el sistema de compensación reactiva se observan algunos fenómenos no deseables como:
  - Aumento de las pérdidas eléctricas en el trayecto de la línea de transmisión, la cual tiene una longitud de más de 90 km.
  - Se cumple con los niveles de voltaje en el punto de interconexión (230 kV), sin embargo, del lado de media tensión (34.5 kV) se presentan sobretensiones alrededor del 10% del valor nominal, lo cual representaría un riesgo para los aislamientos si éstos no fueran capaces de soportarlas.
  - Debido al tipo de tecnología de los equipos de compensación convencionales y sus características operativas, no es recomendable que los bancos de capacitores y/o reactores en media tensión tengan capacidades superiores a 10 MVAr por cada paso, ya que los transitorios producidos durante su conexión y desconexión podrían ocasionar operaciones no deseadas de los esquemas de protección y control.
- Como resultados de la capacidad y cantidad de equipos de compensación reactiva, se requiere una superficie para su instalación de casi 3 veces mayor a la superficie de la subestación elevadora de alta tensión, lo cual se traduce en costos adicionales para la disponibilidad de terreno y sobre todo en obra civil y electromecánica asociada al sistema de compensación reactiva.

6.2 Trabajos futuros

Es posible llevar a cabo algunos estudios o análisis posteriores tales como:

- Diseño de una red colectora en media tensión subterránea, ya que el efecto capacitivo en los cables de potencia enterrados es mayor al de una red aérea. Esta aportación de potencia reactiva podría resultar en un sistema de compensación de menor capacidad, dimensiones físicas, así como sus correspondientes costos asociados.
- Evaluar la factibilidad técnica y económica de instalar en la línea de transmisión un segundo conductor por fase, con lo cual se reducirían las perdidas eléctricas hasta

el punto de interconexión, lo cual representaría ahorros en un plazo en términos económicos.

- Analizar, para proyectos futuros, la implementación de un sistema de compensación reactiva por medio de equipos de compensación estática, tales como STATCOM, los cuales pudieran resultar en equipos de dimensiones físicas menores, requieren menor obra civil y electromecánica y cuentan con los elementos de control exigidos en el código de red

REFERENCIAS

[1] CRE, C. R. (2016). Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional.

[2] SENER, (2018). Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

[3] CENACE. (2019 - 2033). PRODESEN - Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista. México.

[4] Council, G. -G. (2019). Market Status 2019. https://gwec.net/global-wind-report-2019/

[5] SESELEC. (2018). MEMORIA DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA P.E. AMISTAD. México.

[6] El-Sharkawi, Mohamed A., Electric Energy. An Introduction. CRC Press, 2013.

[7] El-Hawary, Mohamed E., Eléctrica Energy Systems, CRC Press, 2000.

[8] H. Wayne Beaty, Surya Santoso, Standard Handbook for Electrical Engineers, Chapter 11. Alternate Source of Power.

[9] M. Palomino, Ricardo. T. Hernández, Horacio. J. Guzmán Miguel, Diplomado en Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia CFE-IPN, Módulo 1.

[10] CFE, DCCIAMBT, Normas de distribución. Construcción Instalaciones Aéreas en Media y Baja Tensión, 2013.