



**BUAP**

# **BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

**DEFINIR E IMPLEMENTAR UNA LÓGICA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA, ENTRE EL ÁREA DE CONTROL ORIENTAL Y LAS CENTRALES GENERADORAS EÓLICAS DE LA REGIÓN DEL ISTMO DE TEHUANTEPEC, POR PROBLEMÁTICAS DE CONGESTIÓN DE ENERGÍA**

## **TESIS**

Que para obtener el grado de  
**MAESTRO EN INGENIERÍA  
CON OPCIÓN TERMINAL EN  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

**EMILIO LUNA QUIROZ**

Asesor de tesis:

Dr. José Horacio Tovar Hernández

Puebla, Pue.

Septiembre 2015



**BUAP**

OFICIO SIEP No. 380/ 2015

**ING. EMILIO LUNA QUIROZ**

Maestría en Ingeniería, Opción terminal Sistemas  
Eléctricos de Potencia  
Presente.

El suscrito M.I. Edgar Iram Villagrán Arroyo, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **“Definir e implementar una lógica de control de potencia activa, entre el área de control Oriental y las centrales generadoras eólicas de la región del Istmo de Tehuantepec, por problemáticas de congestión de energía”**, para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas eléctricos de potencia. Asignándose como Asesor al Dr. José Horacio Tovar Hernández.

Sin otro particular, reciba un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**

“Pensar bien, para vivir mejor”

Puebla, Puebla a 21 de enero de 2015

**M.I. EDGAR IRAM VILLAGRÁN ARROYO**  
Director de la Facultad de Ingeniería



C.c.p. Dr. José Horacio Tovar Hernández. Asesor Tema tesis.

C.c.p. Archivo.

GJS/GCC/dsm.

49

Facultad  
de Ingeniería

Blvd. Valsequillo y Av. San Claudio  
s/n, edif. 108 C, Col. San Manuel,  
Ciudad Universitaria,  
Puebla, Pue. C.P. 72570  
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

Asunto: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

**M.I. EDGAR IRAM VILLAGRÁN ARROYO**  
**DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE**  
**LA BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**  
**P R E S E N T E.**

El suscrito: **DR. JOSÉ HORACIO TOVAR HERNÁNDEZ**, asesor del tema de tesis denominado: **“DEFINIR E IMPLEMENTAR UNA LÓGICA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA, ENTRE EL ÁREA DE CONTROL ORIENTAL Y LAS CENTRALES GENERADORAS EÓLICAS DE LA REGIÓN DEL ISTMO DE TEHUANTEPEC, POR PROBLEMÁTICAS DE CONGESTIÓN DE ENERGÍA”**, presentado por el **C. EMILIO LUNA QUIROZ**, Pasante de la Maestría en Ingeniería, opción terminal Sistemas Eléctricos de Potencia y en atención al oficio SIEP No. 380/2015, de fecha 21 de enero de 2015, me permito informar a usted que **después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, la metodología, le redacción y la ortografía** de la tesis, no tengo inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Así mismo, solicito tenga a bien autorizar el jurado para su examen profesional.

Lo hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya lugar.

ATENTAMENTE

Puebla, Pue., a 27 de Julio de 2015

  
DR. JOSÉ HORACIO TOVAR HERNÁNDEZ

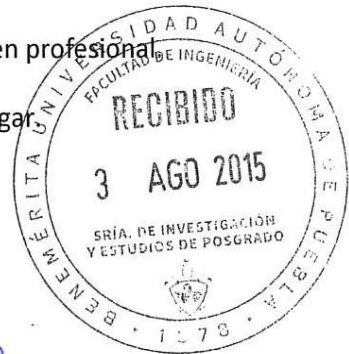
ASESOR

C.c.p.- Exámenes Profesionales.

Interesado

Archivo

JHTH\*elq





## RESUMEN

Dentro de las políticas actuales del gobierno federal 2012 - 2018, está considerado un incremento en el porcentaje de participación de la generación de energía eléctrica utilizando fuentes de energías limpias y renovables, para ello en el “Programa sectorial de energía 2013 – 2018”, se tiene previsto realizar un incremento de 28.4% al 34.6% de energías renovables [1]. En este sentido, en la región del Istmo de Tehuantepec se han conectado a la red eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), específicamente en la Subestación “Ixtepec Potencia”(IPO), 14 centrales eólicas con una capacidad de 1438 MW, bajo las figuras de productor independiente y autoabastecedor, de acuerdo a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) [2]. Esta penetración de energía eléctrica a base de generadores eólicos, ha llevado al Área de Control Oriental (ACOR) del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), a vigilar el cumplimiento por parte de las centrales generadoras eólicas de los requerimientos de control de voltaje y frecuencia establecidos en “Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permisos con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente” [3] (Reglas Generales de Interconexión), desarrollando criterios y lógicas de control de voltaje y frecuencia que permitan mantener dichos parámetros del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) dentro de los estándares definidos por la LSPEE.

El presente trabajo describe las lógicas de control que actualmente están configuradas tanto en el centro de control del ACOR, como en las centrales generadoras eólicas del Istmo de Tehuantepec, así como su impacto en la red eléctrica a donde se interconectan. Se presenta un análisis comparativo de dichas lógicas e incluso se describen aquellos casos en donde se cumplen de manera limitada [4].

Finalmente, se realiza una propuesta de criterios de seguridad operativa y formas de control que les permita cumplir los estándares de voltaje y frecuencia requeridos [3], así como el diseño, desarrollo, configuración, prueba y evaluación de una propuesta de programa de lógica de control de potencia activa, que



impactará en las variables eléctricas de voltaje y frecuencia, así como en los criterios de seguridad operativa del sistema eléctrico de potencia, que logre estandarizar las diversas (o incluso nulas) lógicas de control utilizadas en los centros de control con las centrales generadoras eólicas.

Para el desarrollo de esta propuesta se utiliza la plataforma del software de MATLAB, para una fácil interpretación didáctica, industrial y comercial, a partir de la cual se puede convertir a otro lenguaje de programación tipo máquina, o replicar a cualquier otro lenguaje de programación y adaptarlo a las diversas regiones eléctricas en donde se pueda requerir de una solución similar.



## ABSTRACT

In this thesis, is an investigation of the behaviour of the wind farms and different applicable regulations. Through the analysis of various existing applications for the control the electrical voltage and frequency variables, identified the need to design an application that would prevent the congestion, of the existing electric network.

The algorithm of a real time application focused to limit the active power of in the region of the Istmo de Tehuantepec, Oaxaca México, is documented in this thesis. This application has the main objective, the active power limitation of the wind farms providing a constraint due to specific network topologies preventing the primary equipment not operate overloaded and ensure the power system integrity. Additionally found a second objective is that the wind farms contribute to frequency regulation in coordination with the AGC (Automatic Generation Control) in secondary and tertiary regulation. A steady state and a time domain analysis are developed to evaluate the algorithm behavior.



## DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

A mi esposa Margarita

Gracias por apoyarme como siempre en los proyectos que emprendemos, por la comprensión, paciencia y cariño que siempre me has tenido, gracias por estos 19 años juntos, por trabajar en la construcción de nuestra felicidad. Gracias a Dios por ayudarnos a ser siempre un “Hogar Nuevo”.

A Eduardo Emilio e Ivonne Yamile

Gracias hijos por permitirme compartir día a día sus sueños, alegrías y esfuerzo. Gracias por hacer en sus vidas lo bueno que ven de la mía. ¿Hasta cuándo debemos esforzarnos y prepararnos?, siempre. Recuerden que mi felicidad es que ustedes sean felices.

A mis papás Enriqueta y Emilio

Gracias por quererme y apoyarme siempre, mi felicidad es verlos siempre juntos. Gracias por sus desvelos y apoyo incondicional, les estaré eternamente agradecido.

A mis hermanos Sergio, Oscar y Lupita

Gracias por ser como son conmigo, los quiero y los admiro mucho. Gracias Sergio por ayudarme a concluir este proyecto, porque con tu empuje, ayudaste a que me esforzara cada día.

A mis maestros Horacio Valdez, David Sebastián, Christian Pérez y Filiberto Candía

Gracias por compartir sus conocimientos conmigo de manera tan generosa y desinteresada. Gracias por el apoyo que me brindaron para la realización de esta tesis.

A Germán Hernández y Miguel Mesa

Gracias por ser mis amigos, por apoyarme y confiar en mí, “Misión Cumplida”. Seguiré con ustedes compartiendo lo aprendido en las siguientes generaciones.



## ÍNDICE

Descripción	Pág.
Resumen.....	I
Abstract.....	III
Dedicatorias y agradecimientos.....	IV
Índice.....	V
Índice de tablas.....	VIII
Índice de Figuras.....	IX
Lista de símbolos y acrónimos.....	XI
Capítulo I.- Protocolo de investigación.....	1
1.1 Los objetivos del CENACE.....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	5
1.3 Justificación de la investigación.....	7
1.4 Delimitación.....	8
1.5 Objetivos de la investigación.....	9
1.5.1 Objetivo general.....	9
1.5.2 Objetivos específicos.....	9
1.6 Hipótesis.....	10
Capítulo II.- Marco de referencia.....	11
2.1 Marco histórico.....	11
2.2 Marco de referencia.....	13
2.3 Marco teórico.....	19
2.3.1 Control de Voltaje.....	19
2.3.1.1 Introducción.....	19
2.3.1.2 Comportamiento del flujo de reactivos para el control de voltaje.....	19
2.3.1.3 Ecuaciones de flujo de potencia reactiva.....	24
2.3.1.4 Control de voltaje local.....	26
2.3.1.5 Esquemas de Compensación de potencia reactiva.....	28
2.3.2 Control de frecuencia.....	44
2.3.2.1 Balance Carga – Generación.....	44



2.3.2.2 Despacho de Generación.....	45
2.3.2.3 Regulación del Sistema.....	45
2.3.3 Criterios de seguridad operativa.....	53
Capítulo III.- Marco metodológico.....	55
3.1 Diseño de la investigación.....	56
3.2 Tipo de investigación.....	57
3.3 Alcance.....	58
3.3.1 Normativa legal aplicable a centrales eólicas y las especificaciones para control de potencia activa.....	60
3.4 Método.....	62
3.4.1 Lógicas de control de voltaje actuales para los parques eólicos del Istmo de Tehuantepec.....	65
3.4.2 Lógicas de control de frecuencia actuales para los parques eólicos del Istmo de Tehuantepec.....	72
3.4.3 Ventajas y desventajas de las lógicas de control de voltaje y frecuencia utilizadas.....	74
3.4.4 Análisis de las ventajas y desventajas de las lógicas de control de voltaje y frecuencia actuales.....	76
3.4.5 Definición del requerimiento de una lógica de control de potencia activa.....	83
3.5 Técnicas e instrumentos.....	89
3.5.1 Definición de escenarios a considerar en la lógica de control de potencia activa para centrales eólicas.....	89
3.5.2 Elaboración del diagrama de lógica de control de potencia activa para centrales eólicas.....	91
3.5.3 Elaboración de programas de lógicas de control de potencia activa.....	96
3.5.4 Implementación y pruebas de propuesta de lógica de control de potencia activa.....	96
3.5.4.1 Diseño de interface hombre – máquina.....	97
3.5.4.2 Pruebas de lógica de control de potencia activa en	



tiempo real.....	103
Capítulo IV.- Análisis y validación de los resultados.....	104
4.1 Impacto social.....	104
4.2 Impacto económico.....	105
4.3 Impacto productivo.....	107
Capítulo V.- Conclusiones.....	109
5.1 Conclusiones.....	109
5.2 Recomendaciones.....	110
5.3 Propuesta.....	112
Referencias.....	114
Anexos.....	117
Anexo 1.- Código de MATLAB para lógica de control de potencia activa.....	117



## ÍNDICE DE TABLAS

1.1	Niveles operativos jerárquicos.....	2
2.1	Información de centrales eólicas instaladas en la región del Istmo de Tehuantepec.....	12
2.2	Tabla de frecuencias según reglas generales de interconexión para centrales eólicas.....	17
2.3	Diferentes formas de compensación y sus funciones.....	29
2.4	Funciones realizadas con compensación de potencia reactiva.....	29
3.1	Tiempos de respuesta ante frecuencias anormales para aerogeneradores.....	61
3.2	Resumen del esquema de disparo automático de generación de S.E. IPO.....	64
3.3	Comparativo de la aplicación de la lógica de control para varias centrales eólicas.....	71
3.4	Ventajas y desventajas de ajustes desde el punto de vista de frecuencia para centrales eólicas.....	74
3.5	Ventajas y desventajas de ajustes desde el punto de vista de voltaje para centrales eólicas.....	75
3.6	Conclusiones en frecuencia acerca de los ajustes implantados para centrales eólicas.....	76
3.7	Conclusiones en voltaje acerca de los ajustes implantados para centrales eólicas.....	79
3.8	Red eléctrica asociada con la generación del Istmo de Tehuantepec.....	89
3.9	Criterios de seguridad operativa para lógica de control de potencia activa.....	92
3.10	Desplegados de ayuda para lógica de control de potencia activa.....	102
3.11	Evaluación de lógica de control de potencia activa escritorio vs tiempo real.....	103
4.1	Análisis de energía.....	105
4.2	Resumen de ahorros económicos por lógica de control de potencia activa.....	107



## ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Áreas de Control del CENACE.....	3
1.2	Subáreas de Control del Área de Control Oriental.....	3
1.3	Datos estadísticos operativos del Área de Control Oriental a 2013.....	4
2.1	Potencia reactiva en pre contingencia .....	16
2.2	Perfil de voltaje, considerando una lógica de control en parques eólicos.....	16
2.3	Circuito básico para analizar el comportamiento del voltaje.....	20
2.4	Diagrama fasorial del circuito de la Figura 2.3.....	20
2.5	Diagrama fasorial para carga con factor de potencia atrasado.....	21
2.6	Diagrama fasorial para carga reactiva inductiva.....	23
2.7	Conexión de nodos a través de una reactancia.....	24
2.8	Diagramas fasoriales para diferentes condiciones de operación.....	25
2.9	Control de voltaje local.....	26
2.10	Sistema con reactor conectado a una línea de transmisión.....	30
2.11	Comportamiento de la potencia reactiva en un reactor.....	31
2.12	Perfil de voltaje nodo de recepción (desde mínima a carga máxima).....	32
2.13	Sistema con un banco de capacitores en derivación.....	33
2.14	Comportamiento de la potencia reactiva en un capacitor.....	34
2.15	Perfil de voltaje sin capacitor.....	34
2.16	Línea de Transmisión con compensación serie.....	36
2.17	Perfil de voltaje con/sin capacitor serie.....	36
2.18	Sistema radial sin compensación serie.....	37
2.19	Sistema radial con compensación serie.....	37
2.20	Curva P-Q con/sin compensación serie al 60%.....	37
2.21	Incremento en el ME% al conectar un capacitor serie.....	38
2.22	Características de transferencia de potencia.....	39
2.23	Perfil de voltaje diferentes tipos de compensación.....	39
2.24	Característica en estado estable de un CEV.....	41
2.25	Capacitores y reactores conectados con tiristores.....	42
2.26	Comparativo demanda real vs pronóstico.....	44
2.27	Regulación de frecuencia del sistema eléctrico.....	45
2.28	Esquema para regulación primaria de la frecuencia de un generador.....	46
2.29	Característica de regulación de frecuencia en estado estable.....	47
2.30	Limitador de carga.....	48
2.31	Efecto de la regulación secundaria.....	49
2.32	Respuesta a la frecuencia de unidad generadora de la C.H. Manuel Moreno Torres.....	50
2.33	Efecto de la regulación terciaria de frecuencia.....	51
2.34	Diagrama esquemático de los periodos de control de la frecuencia.....	52



2.35	Ejemplo de control de frecuencia del SEN del 2008/10/02.....	52
3.1	Subestación Ixtepec Potencia de la CFE.....	59
3.2	Centrales eólicas conectadas en IPO 230 KV.....	59
3.3	Centrales eólicas conectadas en IPO 115 KV.....	60
3.4	Control coordinado de voltaje centrales eólicas.....	67
3.5	Comportamiento de la potencia activa en S.E. IPO 20140224.....	68
3.6	Comportamiento de la potencia reactiva el 20140224.....	69
3.7	Comparativo de MVAR's VS FP en S.E. IPO.....	69
3.8	Diagrama esquemático de la lógica de control del CCV.....	70
3.9	Diagrama unifilar red asociada a las centrales eólicas del Istmo de Tehuantepec.....	72
3.10	Comportamiento de días atípicos de generación eólica.....	76
3.11	Escenario 1, lógica de control de potencia activa.....	84
3.12	Escenario 2, lógica de control de potencia activa.....	85
3.13	Escenario 3, lógica de control de potencia activa.....	87
3.14	Escenario 4, lógica de control de potencia activa.....	88
3.15	Red asociada a los parques eólicos del Istmo de Tehuantepec.....	90
3.16	Diagrama de lógica de control de potencia activa.....	94
3.17	Desplegado principal de lógica de control de potencia activa.....	97
3.18	Desplegado de información.....	98
3.19	Desplegado de topología de red.....	99
3.20	Desplegado de consigna vs generación.....	100
3.21	Desplegado de asignación de consignas directas.....	100
3.22	Limitantes utilizadas en el programa.....	101



## LISTA DE SÍMBOLOS Y ACRÓNIMOS

### Descripción

Área de Control Oriental.....	ACOR
Autotransformador.....	AT
Central Hidráulica.....	C.H.
Comisión Federal de Electricidad.....	CFE
Comisión Reguladora de Energía.....	CRE
Control Automático de Generación.....	CAG
Control Coordinado de Voltaje.....	CCV
Centro Nacional de Control de Energía.....	CENACE
Centro Nacional.....	CENAL
Compensador Estático de VAR's.....	CEV
Disparo Automático de Generación.....	DAG
Disparo Automático de Interruptor.....	DAI
Disparo Automático de Línea.....	DAL
Esquema de Acción Remedial.....	EAR
Factor de Potencia.....	FP
Hertz.....	Hz
Índice de calidad de voltaje.....	ICV
Ixtepec Potencia.....	IPO
Juchitán Dos.....	JUD
Juile.....	JUI
Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	LSPEE
Línea.....	LT
Megavars.....	MVAR
Megawatts.....	MW
Sistema de Información de tiempo real para la administración y control de la energía.....	SITRACEN
Sistema Eléctrico de Potencia.....	SEP
Sistema Eléctrico Nacional.....	SEN
Subestación Eléctrica.....	S.E.
KiloVolts.....	KV
Kilowatt-Hora.....	KWH



## CAPÍTULO I.- PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN

### 1.1 LOS OBJETIVOS DEL CENACE

En 1879 con la instalación de la primer central termoeléctrica en la ciudad de León Guanajuato, inicia el uso de la electricidad en México, en 1891 se establece en la ciudad de México la compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica, primera empresa dedicada a la generación y venta de electricidad para servicio público, alumbrado, transporte y uso doméstico. En 1917 el gobierno mexicano comienza a ocuparse del servicio público de energía eléctrica, y es aquí en donde detona un crecimiento de dicho servicio a las industrias. El 14 de agosto de 1937 el General Lázaro Cárdenas del Río, como Presidente de México, promulga la ley con la que crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con el objetivo de organizar un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sin propósito de lucro, a bajo costo y sirviendo a los beneficios de los intereses generales.

El 27 de septiembre de 1960 el entonces presidente de México, Adolfo López Mateos nacionaliza el servicio público de energía eléctrica, al modificar el artículo 27 de la constitución política de los Estados Unidos Mexicanos dando la facultad exclusivamente a la nación de la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica, con el objeto de prestar un servicio público, sin concesiones a particulares.

En 1962 la Comisión Federal de Electricidad funda la oficina nacional de operación de sistemas, misma que evoluciona en 1976 a Despacho Nacional de Carga, como órgano coordinador de la operación del sistema de todo el país. En 1977 vuelve a cambiar su denominación a Centro Nacional de Control de Energía y en el 2014, por decreto presidencial bajo el Gobierno de Enrique Peña Nieto, se crea el nuevo Centro Nacional de Control de Energía como organismo público descentralizado, encargado de la operación del nuevo mercado de energía.

El despacho y la operación del sistema eléctrico nacional tienen como cuatro objetivos básicos [5]:

1. La seguridad, es decir, la habilidad del sistema eléctrico para soportar la ocurrencia de perturbaciones. El SEN se considera en operación segura, cuando sea capaz de soportar la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa, sin la acción de esquemas de control suplementarios.
2. La continuidad, que es el suministro ininterrumpido del servicio de energía eléctrica a los usuarios, de acuerdo a las normas y reglamentos aplicables.



3. La calidad, que se refiere a la condición de voltaje, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica suministrada a los usuarios, cumpliendo con lo establecido en el Reglamento de la Ley.
4. La economía, la cual, implica el menor costo global de producción del KWH, resultante del uso óptimo de los recursos energéticos, de generación y de red, considerando las unidades generadoras más eficientes y la asignación de potencia más adecuada, según la disponibilidad, las restricciones ambientales, el costo y consumo de energéticos, las pérdidas en transmisión, las restricciones de red y los contratos existentes.

De acuerdo a dicho reglamento [5], para el funcionamiento correcto del CENACE, se tienen cuatro niveles operativos jerárquicos, donde cada nivel tiene autoridad técnica sobre los niveles inferiores, de acuerdo a la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Niveles Operativos Jerárquicos

Primer Nivel	CENAL	Sus objetivos principales son la seguridad y la economía global del SEN.
Segundo Nivel	Áreas de Control	Les corresponde coordinar, supervisar, controlar y operar la generación y la seguridad de la red troncal, en un área geográfica determinada coordinándose con el 1er. Nivel.
Tercer Nivel	Subáreas de Control	Les corresponde coordinar, supervisar, controlar y operar la generación y su red en un área geográfica determinada, coordinándose con el segundo nivel para el cumplimiento de los objetivos básicos.
Cuarto Nivel	Módulos de Control	Les corresponde operar y supervisar un grupo de instalaciones en un área geográfica determinada, coordinándose con los niveles superiores según sea el caso, para el cumplimiento de los objetivos básicos.  Están comprendidos en este nivel los <i>Centros de Distribución</i> y los <i>Centros de Control de Generación</i> .

Como se puede observar en la tabla anterior, las áreas de control son el segundo nivel operativo. A nivel nacional, hay ocho áreas de control dentro de la estructura del CENACE, lo cual, es mostrado en la Figura 1.1.

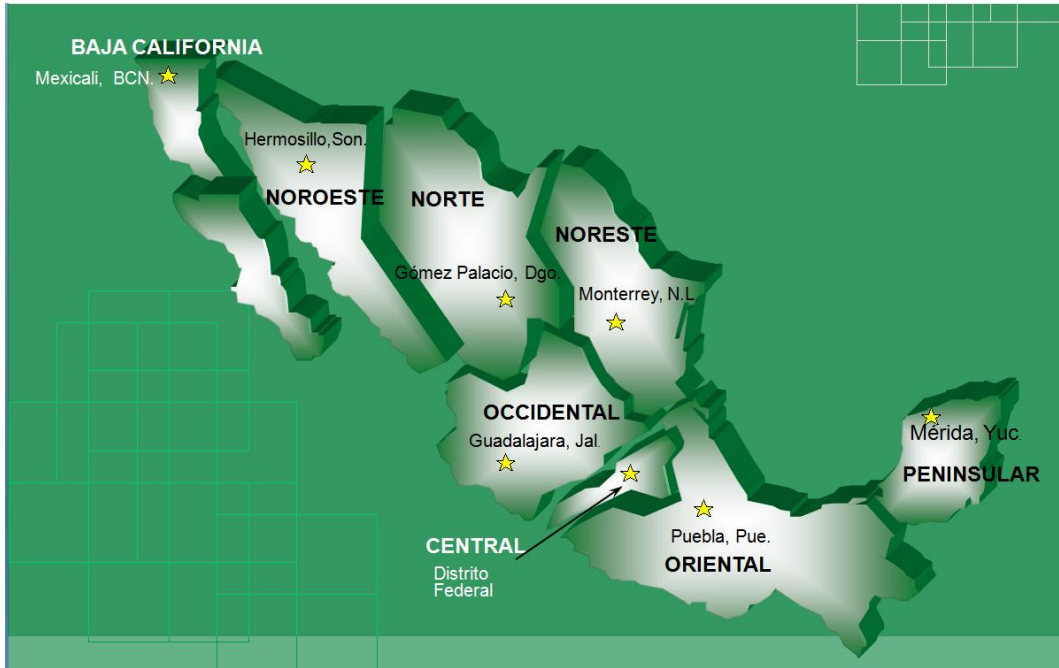


Figura 1.1.- Áreas de Control del CENACE

Dentro del ACOR se tiene seis subáreas de control, identificadas en la Figura 1.2 como los puntos rojos en el mapa.

	2013	% Nacional
Usuarios	9.5 millones	25.5
Demanda Máxima	6,709 MWh/h	17.6
Capacidad Efectiva	15,849 MW	26.1
Consumo	44,224 GWh	16.1
Generación	63,108 GWh	22.9

	2013	2013 meta
Índice de Control de Voltaje (horas)	0.0012	0.009
Tiempo de Interrupción por Usuario sin eventos (min)	0	0.146
Tiempo Promedio de Restablecimiento (min)	1.6367	0.8 – 1.9

- Interacción con procesos:**
- 4 Divisiones de Distribución
  - 3 Gerencias Regionales de Transmisión
  - 2 Gerencias Regionales de Producción
  - 1 Enlace internacional con Guatemala



Figura 1.2 Subáreas de Control del Área de Control Oriental

A continuación, en la Figura 1.3, se presentan datos estadísticos relevantes del ACOR, a diciembre de 2013 [6].

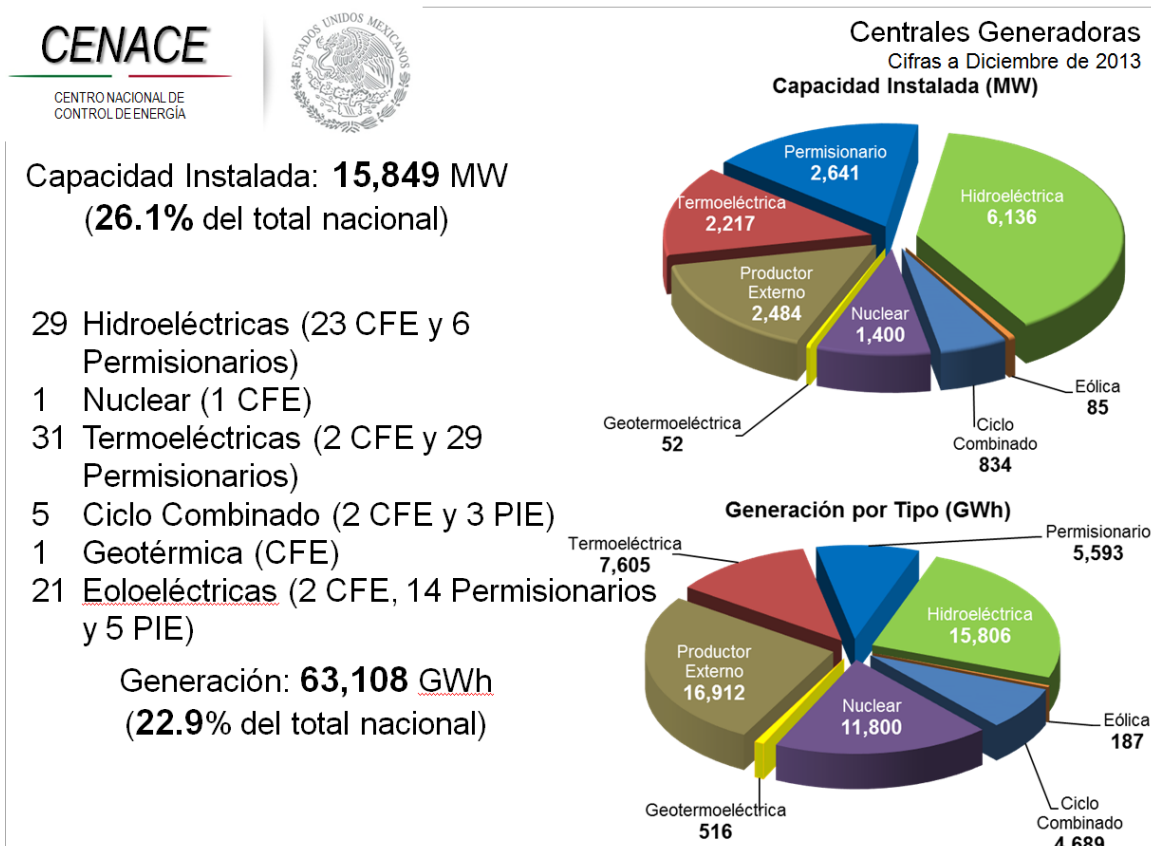


Figura 1.3 Datos estadísticos operativos del Área de Control Oriental a 2013

El ámbito operativo del ACOR, incluye geográficamente a los Estados de Chiapas, Tabasco, Oaxaca, Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Guerrero y Morelos y es precisamente en el estado de Oaxaca, en la región del Istmo de Tehuantepec, donde al 1 de noviembre de 2014, se tienen instalados 2223.2 MW de generación eólica entre las subestaciones Juchitán Dos y El Juile [7].



## 1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La motivación para profundizar en la investigación de este tema, se deriva del crecimiento acelerado que se está teniendo en la interconexión de centrales generadoras eólicas al SEN, en donde el CENACE está capitalizando experiencia para efectuar el control de voltaje y frecuencia, al integrar este tipo de centrales, con lógicas de control diversas para participar adecuadamente en el cumplimiento de los criterios para interconexión a redes eléctricas.

Actualmente, algunos casos específicos de centrales eólicas conectadas en el Istmo de Tehuantepec no participan del control del voltaje regional de manera automática, solo mediante ajustes manuales, como el caso de las centrales conectadas en la Subestación Eléctrica (S.E.) “Juchitán Dos” (JUD); en cambio, las que están conectadas en la S.E. “Ixtepec Potencia” sí participan en el control de voltaje de manera dinámica, pero utilizan diferentes criterios de operación y ajustes en sus lógicas de control [4]. De igual manera, en lo que respecta al control de la frecuencia, tienen una participación nula en dicho control y en muchas ocasiones, contribuyen de manera negativa al mismo.

Aunque existen las “Reglas Generales de Interconexión” [3], en donde se establece que las centrales generadoras eólicas deben cumplir con ciertos estándares de voltaje y frecuencia, se requiere de una definición específica y estandarizada de la forma en que deben participar estas centrales, ya que en la actualidad, en la región del Istmo de Tehuantepec, en donde se concentra el 95% del total de la generación eólica a nivel nacional (2223.2 MW/2400 MW) [5], se están presentando los siguientes problemas<sup>1</sup>:

- Altas variaciones en los perfiles de voltaje de la región del Istmo de Tehuantepec.
- Diferentes lógicas de control de voltaje de las centrales generadoras eólicas, unas más eficientes que otras.

---

<sup>1</sup>Fuente: entrevista a responsables de la operación del sistema eléctrico del Istmo de Tehuantepec.



- Lógicas de control de voltaje, manuales y no dinámicas y otras automáticas pero con diferentes lógicas y con diferentes tiempos de respuesta.
- Nula participación en el control de frecuencia de las centrales generadoras eólicas.
- Lógicas de control complejas en los centros de control regionales y con diferentes adaptaciones, según la lógica de control utilizada en la central eólica, lo que complica los algoritmos de solución al control del voltaje y frecuencia.

De no trabajar en esta estandarización y unificación de criterios de lógicas de control de voltaje y frecuencia, y de continuar interconectándose más centrales generadoras eólicas al sistema eléctrico de la CFE, llevará a degradar los estándares de calidad en el servicio en cuanto a voltaje y frecuencia, para los usuarios finales de la energía, resultando en problemas complejos en la operación del SEN, pudiéndose poner en riesgo su continuidad y seguridad, ya que al presentarse una falla eléctrica (disparo de línea de transmisión, transformador de potencia o barra de alta tensión) que implique pérdida de generación o carga, podría evolucionar en un colapso de energía parcial o, incluso, en un colapso total, dependiendo de la condición de transmisión y operación en que se encuentre el sistema eléctrico.

Finalmente, es importante realizar esta investigación, ya que los resultados obtenidos, serán de aplicación, no solo para las centrales eólicas del Istmo de Tehuantepec, sino que se podrán aplicar a cualquier región en donde se interconecte una central de este tipo, así como en cualquier centro de control regional encargado de controlar los parámetros de voltaje y frecuencia.



### 1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La relevancia del presente trabajo de investigación radica en que se logran los siguientes beneficios:

- Mejorar la calidad en el servicio de energía eléctrica que reciben los usuarios de la región del Istmo de Tehuantepec en cuanto a voltaje se refiere y se mejora la frecuencia eléctrica del SEN.
- Cumplir por parte de las centrales generadoras eólicas, los criterios de interconexión establecidos en “Reglas Generales de Interconexión”.
- Estandarizar las lógicas de control de seguridad operativa, de voltaje y frecuencia que actualmente se tiene configuradas en las centrales generadoras eólicas de la región del Istmo de Tehuantepec, y capitalizar la experiencia en la operación de estas centrales, hacia las centrales de otros estados del norte y centro del país.
- Mejorar los estándares de servicio eléctrico en la red del Istmo de Tehuantepec en los niveles de 400, 230 y 115 kV, asociados con:
  - Calidad (voltaje y frecuencia),
  - Continuidad (coordinar la operación de diferentes tipos de generación en cuanto a cantidad de energía entregada),
  - Economía (optimizar los despachos de generación eólica vs la hidráulica) y
  - Seguridad (amortiguar las contingencias del SEN por medio de la participación de las centrales eólicas).
- Reducción de tiempos de puesta en servicio por parte de las centrales eólicas, y mejorar la claridad en los requerimientos de equipos y lógicas de control.



Los resultados de la presente investigación impactarán, tanto a centrales generadoras privadas, como a productores independientes, permisionarios de autoabastecimiento [8] y a las centrales de CFE, para definir claramente el equipamiento necesario, lógicas de control, controles y estrategias operativas para participar en el control de voltaje y frecuencia, establecidos por las Reglas Generales de Interconexión, cumpliendo los estándares de calidad y continuidad ofrecido a los usuarios finales.

Finalmente, otra utilidad importante de esta investigación consistirá en capitalizar y documentar los conocimientos actuales en esta materia, para capacitar a futuras generaciones de ingenieros operadores, tanto de centrales generadoras eólicas como de centros de control regionales.

## **1.4 DELIMITACIÓN**

La presente investigación y estudio, se enfocará a la definición e implementación de una lógica de control de potencia activa requerida por el ACOR del CENACE, para la incorporación de las centrales de generación eólicas ubicadas en el Istmo de Tehuantepec, para dar cumplimiento a lo establecido en la reglamentación vigente [3].



## **1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.5.1 OBJETIVO GENERAL**

Diseñar e implementar una lógica de control de potencia activa entre las centrales generadoras eólicas del Istmo de Tehuantepec y el Área de Control Oriental, para dar cumplimiento a las reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente.

### **1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- a) Analizar las diferentes lógicas de control de voltaje y frecuencia empleadas por las centrales generadoras eólicas de la región del Istmo de Tehuantepec.
- b) Analizar las ventajas y desventajas en las lógicas de control de voltaje y frecuencia existentes en las centrales generadoras eólicas del Istmo de Tehuantepec.
- c) Establecer una propuesta estándar de lógica de control potencia activa a utilizar con las centrales generadoras eólicas y el ACOR para cumplir con los criterios de interconexión de este tipo de centrales en el SEN.



## 1.6 HIPÓTESIS

Al analizar y estandarizar las lógicas de control de voltaje y frecuencia en las centrales generadoras eólicas, así como el establecer una lógica de control de potencia activa, se mejora el perfil de voltaje en la red eléctrica y se incrementa el margen de reserva de generación al disparo automático de generación para el control de la frecuencia y se cumple con los criterios de seguridad operativa del SEN, ante la ocurrencia de eventos (fallas o libranzas de elementos de la red eléctrica), reflejándose en una mejora de los estándares de calidad, continuidad y seguridad de la red eléctrica del Istmo de Tehuantepec, así como una reducción del desgaste en las unidades generadoras por estar realizando menos cambios de consignas de control.



## CAPÍTULO II.- MARCO DE REFERENCIA

### 2.1 MARCO HISTÓRICO

Los cambios en la legislación para incentivar el desarrollo de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, ha hecho que la CFE inicie un crecimiento acelerado de producción de energía eléctrica por medio de centrales eólicas. Actualmente, hay 22 centrales de este tipo con 2223.2 MW instalados en la Región del Istmo de Tehuantepec, al 1 de Noviembre de 2014 [7], de los cuales 785.2 MW están conectados en la subestación eléctrica “Juchitán Dos” en los niveles de 230 y 115 kV, y 1438 MW a la Subestación “Ixtepec Potencia” (Tabla 2.1) en los mismos niveles de voltaje [9].

En estas centrales, existen diferentes lógicas de control de las variables de voltaje y frecuencia, específicamente en las conectadas a la subestación “Juchitán Dos”, las cuales, no tienen un control dinámico de participación en el control de voltaje ni de frecuencia, incluso, en algunas de ellas, dichos controles no existen; en cambio, en las centrales conectadas a la subestación “Ixtepec Potencia”, existen lógicas de control ya sea dinámicas o no dinámicas, con ventajas y desventajas marcadas entre unas y otras. Esta situación ha originado que los criterios operativos utilizados por los ingenieros del ACOR, para controlar las variables eléctricas de voltaje y frecuencia en la región involucrada, sean diferentes para cada central generadora, lo que hace muy ineficiente este control y con resultados lentos por parte de algunas centrales. Otra problemática adicional es que, en las consolas de operación se tienen diferentes lógicas de control implementadas, lo que resulta ineficiente.



# BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Tabla 2.1.- Información de centrales eólicas instaladas en la región del Istmo de Tehuantepec.  
Fecha de actualización 1 de noviembre de 2014

No.	CENTRAL	Propietario Operador	Capacidad Máxima disponible en MW	Contrato de Interconexión	JUD 230 KV	JUD 115 KV	IPO 230 KV	IPO 115 KV
1	EURUS (EUR)	ACCIONA	250.5	AUTOABASTECEDOR	250.5			
2	LA VENTA DOS (LVD)	C.F.E.	83.3	CFE	83.3			
3	PARQUES ECOLÓGICOS DE MÉXICO (PQM)	IBERDROLA	101.9	AUTOABASTECEDOR	101.9			
4	ELÉCTRICA DEL VALLE DE MÉXICO (EVM)	EDF-EN	67.5	AUTOABASTECEDOR		67.5		
5	BII NEE STIPA (BNS)	IBERDROLA	26.35	AUTOABASTECEDOR		26.35		
6	C.E. LA VENTA TRES (LVN)	IBERDROLA	102.85	PRODUCTOR INDEPENDIENTE	102.85			
7	C.E. OAXACA UNO (OAU)	EAOSA	102	PRODUCTOR INDEPENDIENTE	102			
8	C.E. OAXACA DOS (EOD)	ACCIONA	102	PRODUCTOR INDEPENDIENTE			102	
9	C.E. OAXACA TRES (EOT)	ACCIONA	102	PRODUCTOR INDEPENDIENTE			102	
10	C.E. OAXACA CUATRO (EOC)	ACCIONA	102	PRODUCTOR INDEPENDIENTE			102	
11	FUERZA EÓLICA DEL ISTMO (FEI)	PEÑALES	80	AUTOABASTECEDOR				80
12	STIPA NAYYA (ESN)	ENEL	74	AUTOABASTECEDOR				74
13	DESARROLLOS EÓLICOS MEXICANOS DE OAXACA I (DEM)	RENOVALIA	90	AUTOABASTECEDOR			90	
14	PARQUE EÓLICO ARRIAGA (EOA)	EOA SAPI DE C.V.	28.8	AUTOABASTECEDOR		28.8		
15	BII STINÚ UNO (BSU)	EDF	22	AUTOABASTECEDOR		22		
16	BII STINÚ DOS (BSD)	EDF	142	AUTOABASTECEDOR			142	
17	EÓLICA ZOPILOAPÁN (EZO)	ENEL	70	AUTOABASTECEDOR				70
18	EOLIATEC DEL PACÍFICO (EDP)	EDF	160	AUTOABASTECEDOR			160	
19	EL RETIRO (ERT)	GESACISA	74	AUTOABASTECEDOR				74
20	DESARROLLOS EÓLICOS MEXICANOS DE OAXACA DOS	RENOVALIA	138	AUTOABASTECEDOR			138	
21	BII HIOXO (BII)	GAS NATURAL FENOSA	234	AUTOABASTECEDOR				234
22	DOS ARBOLITOS (EDS)	GESASISA	70	AUTOABASTECEDOR				70
					640.55	144.65	836	602
		Total:	2223.2		785.2		1438	



## 2.2 MARCO DE REFERENCIA

Las principales funciones de un centro de control de generación y de red de transmisión son:

I.- Controlar el voltaje dentro de los estándares de calidad establecidos en el marco regulador vigente, y para lograrlo, se utilizan elementos dinámicos (de respuesta automática en pocos ciclos) como:

- Unidades generadoras, de las cuales, algunas de ellas pueden operar como condensadores síncronos.
- Compensadores estáticos de potencia reactiva (CEV).

También, se cuenta con elementos estáticos que inyectan o absorben potencia reactiva, como lo son:

- Capacitores en derivación.
- Reactores en derivación.

II.- Controlar de forma permanente la frecuencia, esto es que, partiendo de una condición operativa normal, o una desviación de potencia (por entrada y/o salida de carga o generación) debe ser compensada total o parcialmente por la regulación primaria y no debe activar el esquema de desconexión de carga. El rango normal de variación de la frecuencia debe mantenerse entre 59.8 y 60.2 Hertz en estado permanente. Se utilizan las siguientes respuestas de control, que pueden impactar a centrales generadoras o a cargas, y son:

- Regulación primaria de los generadores que debe cumplirse en los primeros 30 segundos.
- Regulación secundaria que corregirá las desviaciones de frecuencia por medio de consignas para subir o bajar generación en las centrales generadoras a través del control automático de generación (CAG).



- Esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, que cumple con la función de protección rápida para mantener la integridad del sistema eléctrico, ante situaciones de abatimiento de la frecuencia por la ocurrencia de contingencias.

III.- Mantener la seguridad operativa de la red eléctrica bajo su responsabilidad, cumpliendo los criterios de seguridad operativa, que permita mantener el sistema eléctrico íntegro y sin sobrecarga en sus elementos, para ello utiliza:

- Esquema de desconexión de generación y/o de carga por seguridad de la red, ante la ocurrencia de un disturbio en la red eléctrica de transmisión, con la finalidad de evitar sobrecarga de elementos u ocasionar desconexión de elementos de transmisión en cascada.
- Diseño de esquemas remediales que cumplen la función de modificar la topología de la red eléctrica, ante ciertas condiciones operativas, evitando sobrecarga o pérdidas de elementos de transmisión en cascada. Ejemplos de estos esquemas son los disparos automáticos de interruptor (DAI), disparos automáticos de línea (DAL) y control coordinado de voltaje (CCV), entre otros.

La operación de sistemas eléctricos de potencia y las crecientes demandas de energía de parte de los usuarios, así como la interconexión de energías renovables, lleva a las redes eléctricas a operarse cerca de sus límites operativos seguros, esto hace que manejar una adecuada administración de la potencia reactiva para el control de voltaje y reservas de generación, ya sea para conectar o desconectar de manera instantánea y automática generación, para el control de frecuencia, sean cada día de mayor importancia. Sin embargo esto solo se logra utilizando lógicas de control de voltaje, de frecuencia y otras lógicas de control de red eléctrica.



Específicamente, para mejorar los perfiles de voltaje de la red eléctrica, es necesario un control automático de voltaje, capaz de manejar las cargas cada vez mayores y las pérdidas asociadas a la red de transmisión, previniendo la ocurrencia de posibles escenarios de riesgo [1].

Para solucionar lo anterior, el ACOR utiliza un control coordinado de voltaje de parques eólicos que maximiza la reserva dinámica de potencia reactiva, asegurando con ello una mejor condición para amortiguar los constantes cambios en las condiciones operativas del sistema eléctrico, la ocurrencia de contingencias y responder a la variación de la potencia eólica generada. A continuación, se describe la mejora lograda con la implementación de esta lógica de control [11].

La Figura 2.1 muestra el perfil de voltaje sin contar con una lógica de control de voltaje y solo realizando el control manual del factor de potencia en los parques eólicos, se observan valores cercanos al 1.07 PU de valor nominal de operación de los nodos de voltaje; en cambio, en la Figura 2.2, se observa que el perfil de voltaje mejora al reducir a un valor entre 1.02 y 1.04 PU, cuando se utiliza una lógica de control automática para ajustar el factor de potencia de los parques eólicos, incrementando con ello la seguridad de la red eléctrica asociada a este tipo de centrales.

Sin embargo, aún utilizando esta lógica de control, conviene analizarla, ya que se observa que utiliza consignas de control de factor de potencia que van desde 0.95 en adelanto hasta 0.95 en atraso, y análisis recientes del personal del ACOR demuestran que estos pasos se podrían ampliar a consignas de tres dígitos  $\pm 0.950$ , con el objetivo de optimizar el uso de la potencia reactiva. Adicionalmente, en la subestación “Juchitán Dos”, que también forma parte de la infraestructura de estudio, el control del voltaje se realiza mediante consignas no dinámicas, cuya respuesta es de hasta 1 hora de diferencia con respecto a las dinámicas.

	Sin CCV, MVAR	Con CCV, MVAR
IPO-CEV	-182	-103
Parques Eólicos	0	-120

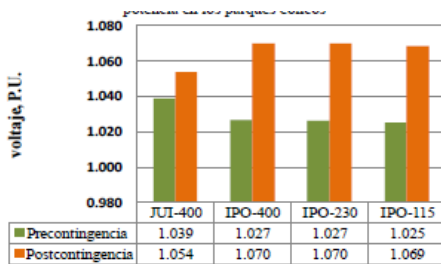


Figura 2.1 Potencia reactiva en pre contingencia.

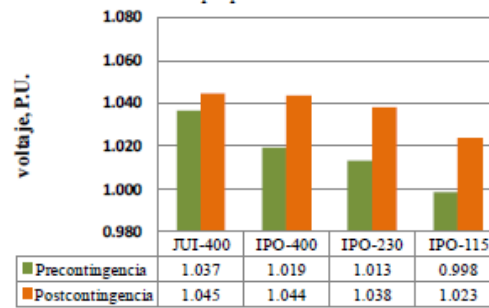


Figura 2.2 Perfil de voltaje, considerando una lógica de control en parques eólicos.

En las “Reglas Generales de Interconexión” [3], se establecen los parámetros eléctricos de voltaje, frecuencia, calidad de energía, estudios y requisitos que deben de cumplir las centrales eólicas para su interconexión a la red eléctrica de la CFE; sin embargo, existen deficiencias importantes en la enunciación de las formas en que se deben de cumplir dichos parámetros eléctricos, por ejemplo:

- En el apartado 6 [3], potencia reactiva, establece “*La fuente de energía debe tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa, y ajustar sus reactivos a solicitud del suministrador. Las fuentes de energía interconectadas en media y alta tensión deberán contar con capacidad de control de factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto*”, sin embargo no establece la forma en que se deberán configurar estas lógicas de control, por lo que en las centrales eólicas actualmente conectadas en la región de estudio, tienen diferentes lógicas con diferentes tiempos de respuesta:
  - Lógica de programación del factor de potencia manual,



- En otras centrales es automática pero sin interactuar con la lógica del centro de control del ACOR y;
- En otros casos es automática con interacción con el ACOR.
- Con respecto al parámetro de frecuencia, el problema es más grave, ya que a lo largo del documento, no establece ningún criterio para el desarrollo de lógicas de control de frecuencia; se limita solo a enunciar el rango de frecuencia en que no se deberán desconectar las unidades por alta o baja frecuencia y a que deberán implementar disparos automáticos de generación: *“3.1.2 Capacidad de generación [3]: Dependerá de los estudios técnicos y de seguridad operativa realizados por el Suministrador, de la ubicación del punto de interconexión y de la disponibilidad de la infraestructura del sistema en la región correspondiente.*

*Las fuentes de energía deben ser capaces de operar, ante cambios de frecuencia, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 2.2. El ajuste del tiempo será determinado por el Suministrador. Para fuentes de energía eólicas las frecuencias de corte se indican en la Tabla 2.2”.*

Tabla 2.2 Tabla de frecuencias según Reglas Generales de Interconexión para Centrales Eólicas.

<b>Frecuencias de corte Rango de frecuencias (Hz)</b>	<b>Tiempo de ajuste de la protección</b>
Frecuencia > 62	Instantáneo
57.5 = frecuencia = 62.0	Operación continua
Frecuencia < 57.5 Hz	Instantáneo

Existe fundamentación teórica para cuestionar la forma actual en que se realizan los controles de voltajes y frecuencia en las centrales eólicas, ya que las respuestas deberán ser tales que cumplan las teorías dinámicas existentes en centrales generadores convencionales [12].

- Finalmente, con respecto a la seguridad operativa y control de flujos de potencia en la red eléctrica asociada a las centrales eólicas, las reglas generales de interconexión, en su apartado 2.8, Operación básica de la interconexión, solo mencionan *“El Suministrador establecerá el*



*procedimiento operativo para la operación confiable y segura de la interconexión que hará del conocimiento del Solicitante y que formará parte como anexo del Contrato de Interconexión respectivo” y en su apartado de esquemas de control de confiabilidad, enuncia “El Permisionario deberá poner a disposición de la Comisión, en el punto de interconexión, las mediciones, señales, canales de comunicación y demás infraestructura necesarias para que ésta pueda implementar:*

- *Disparo automático de generación (DAG)*
- *Disparo automático de carga (DAC)*
- *Control de tensión*
- *Control de frecuencia*
- *Control de generación”.*

*Los controles anteriores que apliquen para cada caso, son necesarios para mantener la confiabilidad del sistema y tales acciones serán evaluadas y controladas desde el centro de control correspondiente del CENACE.” En estos apartados se observa que si están establecidas las acciones que pueden ser requeridas, pero para su aplicación, no da una guía de solución, por lo que en los siguientes capítulos se desarrollará una propuesta de solución para los aspectos de control de generación (potencia activa), en función de la red eléctrica disponible por falla o ante requerimientos de libranzas (operación de red y seguridad operativa).*



## **2.3 MARCO TEÓRICO**

En base al segundo nivel operativo que ocupan las áreas de control y por las funciones que realizan, los objetivos básicos atribuibles al ACOR son la seguridad, calidad y continuidad, ya que la economía es función operativa exclusiva del primer nivel operativo.

Dentro de la calidad, se encuentran los parámetros eléctricos de voltaje y frecuencia, dentro de continuidad, nuevamente la frecuencia (generar en cada instante lo que se consume), mientras que en seguridad, se encuentra el cumplir con los criterios de seguridad operativa. Con base en lo anterior, son descritos los conceptos de voltaje, frecuencia y criterios de seguridad operativa antes de plantear el problema.

### **2.3.1 CONTROL DE VOLTAJE**

#### **2.3.1.1 INTRODUCCIÓN**

En la operación de sistemas eléctricos de potencia, el control de voltaje es una función primordial, cuyo objetivo es ajustar todos los voltajes nodales dentro de una banda operativa. Algunas de las consideraciones que se deben tomar en cuenta al controlar el voltaje son:

1. El objetivo es que todos los voltajes nodales estén dentro de una banda operativa.
2. Para lograr un perfil de voltaje adecuado, las fuentes de potencia reactiva y la estructura del sistema de transmisión deben ser consideradas.
3. El sistema eléctrico tiene una generación y consumo variable de potencia reactiva.
4. Se rige por bandas de control, las cuales, se calculan a partir de un voltaje de referencia más o menos un porcentaje.
5. Estas bandas sirven para evaluar el índice de calidad de voltaje (ICV).

#### **2.3.1.2 COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE REACTIVOS PARA EL CONTROL DE VOLTAJE**

En la literatura, se asocia el problema de voltaje con la circulación de potencia reactiva. Esto, se puede mostrar analizando el circuito de la Figura 2.3.

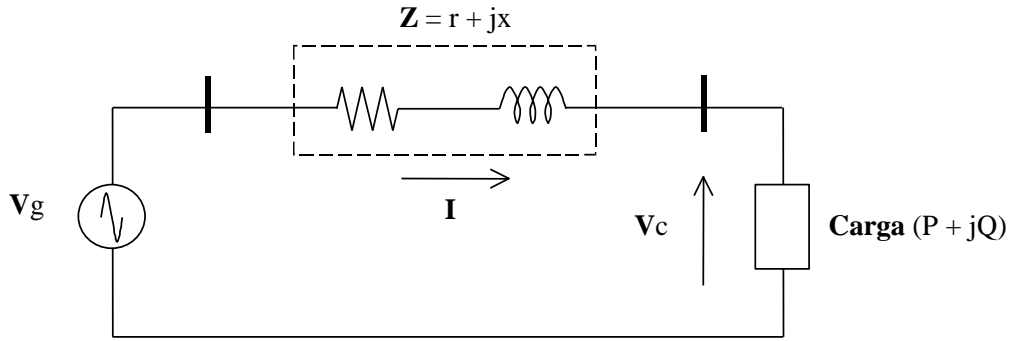


Figura 2.3 Circuito básico para analizar el comportamiento del voltaje [20].

Si en la Figura 2.3 se considera que la carga consume sólo potencia activa, entonces, el diagrama fasorial que relaciona el voltaje de generación ( $V_g$ ) con el de carga ( $V_c$ ) es el mostrado en la Figura 2.4 [20].

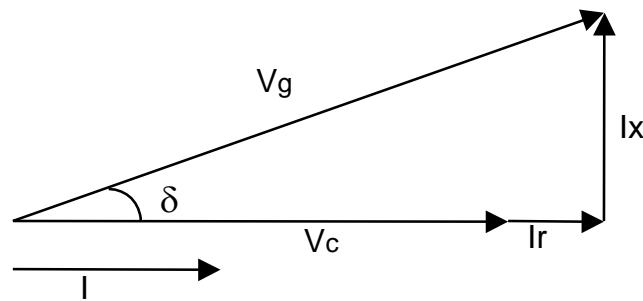


Figura 2.4 Diagrama fasorial del circuito de la Figura 2.3 [20].

La relación entre la corriente y la potencia de carga se expresa en la ecuación (2.1). En todos los desarrollos se utilizan magnitudes de corriente y voltaje.

$$I = \frac{P}{V_C} \quad (2.1)$$

La relación entre voltaje se obtiene del diagrama fasorial de la Figura 2.4:

$$V_g = V_c + (r + jx)I$$

$$V_g^2 = \left( V_c + \frac{P}{V_C} r \right)^2 + \left( \frac{P}{V_C} x \right)^2 \quad (2.2)$$

En la ecuación (2.2) se observa que las caídas de voltaje en fase y en cuadratura con  $V_c$  dependen de los valores de resistencia y reactancia del elemento de transmisión. Como generalmente la relación  $r/x$  es pequeña en sistemas de transmisión, la componente en fase será pequeña  $(P/V_c)r$ . Por otro lado, la componente en cuadratura  $(P/V_c)x$  no cambia significativamente la magnitud de  $V_c$ , sólo causa el defasamiento entre voltajes. De esta forma [20]:

$$P = \frac{V_c V_g}{x} \sin \delta \quad \text{PARA ÁNGULOS PEQUEÑOS: } \delta = \frac{P}{V_c V_g} x \quad (2.3)$$

$$V_g - V_c = \Delta V = rI = \frac{P}{V_c} r \quad (2.4)$$

El análisis de las ecuaciones (2.3) y (2.4) muestra:

- Que la carga activa afecta en mayor grado el defasamiento entre voltajes.
- El cambio en la magnitud del voltaje depende del valor de la carga, pero su efecto se reduce debido al valor de la resistencia.

Otro aspecto importante que se debe observar es que, aún cuando la carga no consume potencia reactiva, el generador sí está aportando reactivos al sistema. Esto se observa del diagrama de la Figura 2.4, con el voltaje  $V_g$  adelantado respecto a la corriente de carga. La potencia reactiva que se inyecta en el extremo de envío se consume en la reactancia del sistema de transmisión, causando una caída de voltaje ( $I_x$ ) en cuadratura con el voltaje de carga.

Un caso que ilustra el efecto del flujo de reactivos se tiene cuando la carga demanda potencia reactiva inductiva (factor de potencia atrasado). El diagrama fasorial para este caso se muestra en la Figura 2.5 [20].

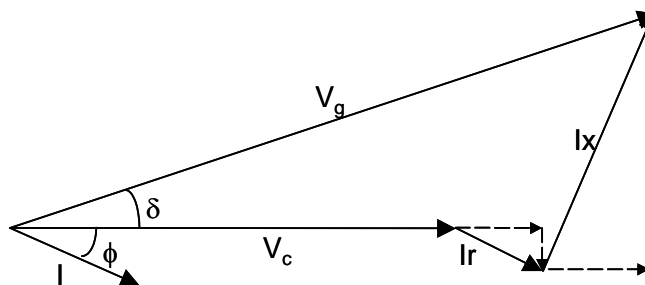


Figura 2.5 Diagrama fasorial para carga con factor de potencia atrasado [20].



La relación entre voltaje y corriente en la carga es la siguiente:

$$\frac{P}{V_C} = I \cos \phi \quad (2.5)$$

$$\frac{Q}{V_C} = I \sin \phi \quad (2.6)$$

Del diagrama fasorial de la Figura 2.5 se obtiene la relación entre voltajes, utilizando las ecuaciones (2.5) y (2.6) se tiene:

$$\begin{aligned} V_g^2 &= [V_C + (I \cos \phi)r + (I \sin \phi)x]^2 + [(I \cos \phi)x - (I \sin \phi)r]^2 \\ V_g^2 &= \left( V_C + \frac{P}{V_C}r + \frac{Q}{V_C}x \right)^2 + \left( \frac{P}{V_C}x - \frac{Q}{V_C}r \right)^2 \end{aligned} \quad (2.7)$$

Al analizar la ecuación (2.7) y la Figura 2.5, se concluye que la componente en fase con el voltaje de carga es la que tiene mayor efecto en la caída de voltaje del punto de generación a la carga.

$$\Delta V \cong \frac{P}{V_C}r + \frac{Q}{V_C}x \quad (2.8)$$

Además, en (2.8) se observa que la demanda de potencia reactiva tiene mayor efecto en el cálculo de  $\Delta V$  debido a que está multiplicada por la reactancia del elemento de transmisión.

Comparando los términos en (2.8) se obtiene:

$$\alpha = \frac{\frac{Q}{V_C}x}{\frac{P}{V_C}r} = \frac{Q}{P} \left( \frac{x}{r} \right) \quad (2.9)$$

De aquí, que a medida que la relación  $x/r$  aumenta y que el factor de potencia difiere más de la unidad, el efecto de la corriente reactiva es mayor en el cambio de voltaje [20].

Analizando el diagrama de la Figura 2.5, se observa que el ángulo entre el voltaje de generación y la corriente es  $(\phi + \delta)$ , lo cual, indica que el generador opera con un factor de potencia más atrasado que el de la carga. En este caso, se debe generar y transmitir la potencia reactiva de la carga y la potencia reactiva que consume el sistema de transmisión.

Otra condición operativa de interés se tiene cuando la carga en la Figura 2.3 sólo consume potencia reactiva inductiva. La relación fasorial para este caso se muestra en la Figura 2.6 [20].

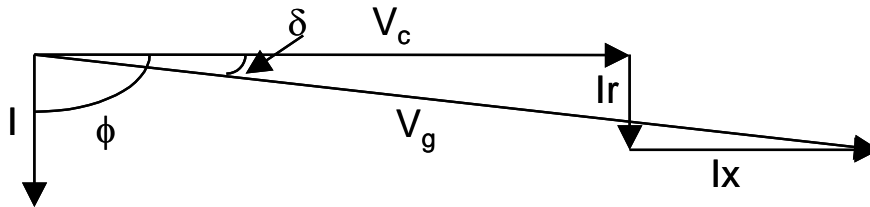


Figura 2.6 Diagrama fasorial para carga reactiva inductiva [20]

Del análisis de las condiciones mostradas en la Figura 2.6, se obtiene:

$$\Delta V = \frac{Q}{V_c} x \tag{2.10}$$

donde se aprecia el gran impacto de la corriente reactiva en la caída de voltaje, en este caso prácticamente en fase con el voltaje  $V_c$ .

Comparando las ecuaciones (2.4) y (2.10), que representan los casos extremos de tener una inyección activa y reactiva, respectivamente, se observa que el mayor impacto de la inyección reactiva (2.10) es debido a la reactancia del elemento de transmisión, de esta forma la ecuación (2.10) es el término dominante en la caída de voltaje. En el caso general, la ecuación (2.8) define las contribuciones de cada componente de la carga [20].

### 2.3.1.3 ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA REACTIVA

Si se consideran dos nodos unidos por una reactancia, Figura 2.7, el flujo de potencia reactiva se puede expresar en función de las magnitudes de voltaje y la diferencia angular.

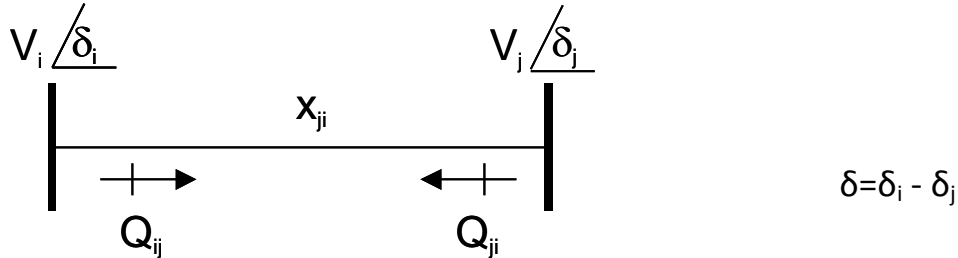


Figura 2.7 Conexión de nodos a través de una reactancia [20]

La expresión resultante para el flujo de  $i$  a  $j$  es la siguiente:

$$S_{ij}^* = \bar{V}_i^* I = P_{ij} - jQ_{ij}$$

$$S_{ij}^* = \bar{V}_i^* \left( \frac{\bar{V}_i - \bar{V}_j}{jX_{ij}} + \frac{\bar{V}_i}{-jX_c} \right)$$

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j \sin \delta}{X_{ij}} \qquad Q_{ij} = \frac{V_i}{X_{ij}} (V_i - V_j \cos \delta) - \frac{V_i^2}{X_c}$$

Despreciando el efecto capacitivo de la línea de transmisión, la expresión resultante es la siguiente:

$$Q_{ij} = \frac{V_i}{X_{ij}} (V_i - V_j \cos \delta) \qquad (2.11)$$

En (2.11), se observa que el flujo de potencia reactiva depende del signo del término entre paréntesis. Es decir, de la diferencia de las magnitudes de voltaje entre los extremos del elemento. De esta manera, para diferencias angulares pequeñas,  $\cos \delta \approx 1$ , la potencia reactiva tenderá a circular del voltaje mayor al voltaje menor [20].

El consumo de potencia reactiva en el elemento de transmisión se obtiene sumando los flujos en direcciones opuestas.

$$Q_P = Q_{ij} + Q_{ji}$$

de acuerdo a (2.11) se obtiene

$$Q_P = \frac{V_i^2}{X_{ij}} + \frac{V_j^2}{X_{ij}} - 2 \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \cos \delta \tag{2.12}$$

Los requerimientos de potencia reactiva en (2.12) dependen, en forma aproximada, de la diferencia de voltajes al cuadrado. Para ilustrar en forma esquemática el flujo de potencia reactiva se presenta los casos de la Figura 2.8 [20].

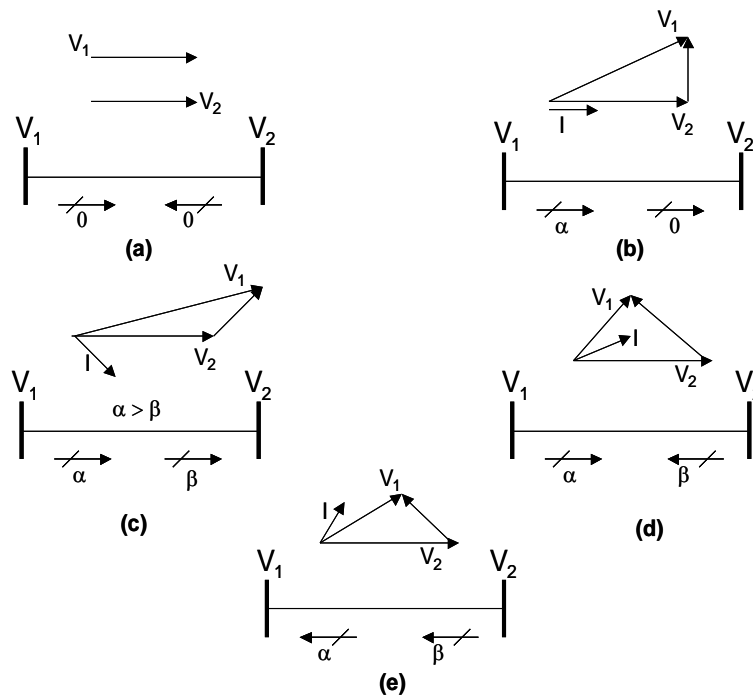


Figura 2.8 Diagramas fasoriales para diferentes condiciones de operación [20].

Del análisis de las ecuaciones del flujo de reactivos y de los diagramas fasoriales, se puede resumir lo siguiente:

- El flujo de reactivos produce una caída de voltaje que depende de la reactancia del elemento de transmisión.
- La diferencia de voltaje incrementa el consumo de potencia reactiva en la reactancia del elemento.
- Los requerimientos de reactivos tienen un comportamiento no lineal, con cambios crecientes al tener una diferencia de voltaje mayor.

- La distribución de flujos reactivos en los extremos de la línea depende de la corriente de carga y del consumo de reactivos en la reactancia de transmisión [20].

### 2.3.1.4 CONTROL DE VOLTAJE LOCAL

De acuerdo a los conceptos presentados, se puede decir que, para evitar la degradación del perfil de voltaje, es necesario eliminar o reducir el flujo de potencia reactiva en el sistema. Sin embargo, en sistemas reales las fuentes de reactivos no necesariamente están cerca de la carga, de ahí que se requiere cierto transporte de potencia reactiva.

La primera fase en el control de voltaje es tener nodos de voltaje controlado que definan en forma general el perfil de voltaje del sistema. Este control de voltaje es de tipo local y trata de mantener el voltaje de un nodo en un valor especificado. Esto se logra a través de cambios en la excitación de generadores o la conexión continua de reactores o capacitores, en el caso de compensadores estáticos de vars (CEV) [20].

En la Figura 2.9, se presenta un esquema de control local típico.

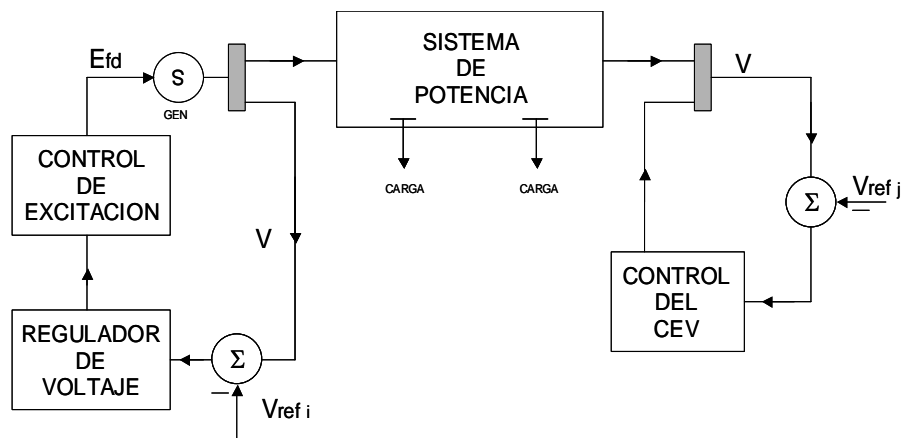


Figura 2.9 Control de voltaje local [20].

Si los esquemas de control se aplican en varios puntos del sistema se definirá la estructura básica del flujo de reactivos en la red. Los nodos de voltaje controlado sirven de referencia (soporte) al perfil de voltaje del sistema, y mantienen el nivel de voltaje aportando la potencia reactiva requerida por las cargas y el sistema de transmisión.



En estado estable, los controles mantendrán el voltaje del nodo controlado en el valor especificado. En cambio, ante perturbaciones, se tendrá cambios en los voltajes y el regreso a los valores de referencia dependerá de la respuesta dinámica de los sistemas de control.

En un caso real las fuentes de reactivos son limitadas y sólo podrán mantener el voltaje mientras los requerimientos de potencia reactiva del sistema estén dentro de la capacidad de la fuente. Si se llega a un límite, se pierde el soporte de reactivos y el control de voltaje en la zona donde se localiza la fuente [20].

En un sistema de potencia es muy importante la localización de las fuentes de reactivos; el objetivo en la ubicación es tratar de lograr un soporte de voltaje adecuado y reducir la transmisión de potencia reactiva a los puntos de carga.

Al tener pocas fuentes de potencia reactiva y estar alejadas eléctricamente de la carga, entonces, se tendrá la degradación del perfil de voltaje, debido a la transmisión de reactivos a grandes distancias. Este problema es acumulativo, ya que al tener mayores diferencias de voltaje, también, se incrementa el consumo de reactivos en los elementos de transmisión, lo que, a su vez, causa una caída de voltaje mayor [20].

## RESUMEN

El perfil de voltajes en un sistema eléctrico está íntimamente relacionado con el flujo de potencia reactiva.

Las fuentes de potencia reactiva y la estructura del sistema de transmisión son muy importantes para lograr un buen perfil de voltajes.

La caída de voltaje depende tanto de la transmisión de reactivos como de su distancia.

Carga	Caída de voltaje
$P$ $Q=0$	$\Delta V \cong \frac{P}{V_C} r$
$P + jQ$	$\Delta V \cong \frac{P}{V_C} r + \frac{Q}{V_C} x$
$P=0$ $Q$	$\Delta V \cong \frac{Q}{V_C} x$

La diferencia de voltaje incrementa el consumo de potencia reactiva en la reactancia del elemento.



La efectividad del mejoramiento del perfil de voltaje, depende de que se reduzca el flujo de reactivos en las trayectorias de mayor impedancia.

La potencia reactiva se debe tener disponible lo más cerca (eléctricamente) posible de la demanda, si la potencia reactiva está alejada de la demanda, el perfil de voltaje se degradará [20].

### **2.3.1.5 ESQUEMAS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA**

En el desarrollo inicial de los sistemas eléctricos, los centros de generación se ubicaron cerca de los principales centros de consumo; por este motivo no fue necesario transferir grandes cantidades de potencia reactiva, y de instalar esquemas de compensación reactiva. A medida que los sistemas eléctricos fueron creciendo, fue necesario compensar la carga, principalmente con capacitores en derivación. Con el empleo de niveles de tensión más elevados, fue necesario, para balancear la potencia reactiva, agregar reactores en derivación en las líneas de transmisión e instalar condensadores.

Mientras que la potencia activa debe transmitirse desde los generadores a las cargas, la potencia reactiva no debería circular a través de largas distancias, ya que ello implica mayores caídas de voltaje, con lo cual, se complica el control del mismo; además, se causa mayores pérdidas, debido a corrientes altas, lo que significa mayores costos y utilización innecesaria de la capacidad térmica de los equipos. Para evitar la circulación de potencia reactiva y controlar mejor el voltaje, se utiliza equipos de compensación reactiva [21].

### **EQUIPOS DE COMPENSACIÓN Y SUS FUNCIONES**

La compensación de reactivos se requiere para:

- a) controlar el flujo de potencia reactiva;
- b) controlar el voltaje y
- c) mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

Los elementos de compensación se pueden clasificar como pasivos y dinámicos. En la Tabla 2.3, son resumidos los diferentes esquemas de compensación reactiva y sus funciones. Los primeros tres son compensadores pasivos y consisten de susceptancias fijas. Los condensadores síncronos y los CEV son del tipo dinámico, puesto que ajustan de manera continua su salida de reactivos [21].



Tabla 2.3 Diferentes formas de compensación y sus funciones [21].

<b>CAPACITORES EN DERIVACION</b>
Control del voltaje en régimen permanente Control del flujo de potencia reactiva
<b>REACTORES EN DERIVACION</b>
Control del voltaje en estado estable Control del flujo de potencia reactiva Reducción de sobrevoltajes transitorios por maniobra
<b>CAPACITORES SERIE</b>
Transferencia y estabilización de potencia Control del flujo de potencia reactiva
<b>CONDENSADORES SINCRONOS</b>
Control del voltaje en régimen permanente y dinámico Control del flujo de potencia reactiva
<b>SISTEMAS ESTATICOS DE VAR</b>
Control de voltaje en estado estable y dinámico Control del flujo de potencia reactiva Transferencia y estabilización de potencia

Las necesidades específicas de compensación de las redes de transmisión se resumen en la Tabla 2.4. Para cualquier función dada, se debe realizar un estudio costo-beneficio para escoger el esquema que satisfaga las necesidades del sistema al menor costo [21].

Tabla 2.4 Funciones realizada con compensación de potencia reactiva [21].

<b>Control del flujo de potencia reactiva en régimen permanente para</b>
Minimizar pérdidas excesivas del sistema Mantener el perfil de voltaje deseado en la red de transmisión
<b>Control de variaciones de voltaje causadas por</b>
Ciclo diario de demanda Cargas de impacto repetitivo tales como hornos de arco Oscilaciones de flujos de potencia Variaciones dinámicas de P y Q en convertidor HVDC Rechazo de carga

## REACTORES EN DERIVACIÓN

Los reactores en derivación son el medio más económico para compensar los excedentes de reactivos de líneas de transmisión cuando éstas se encuentran con baja carga. Para capacidades grandes, por lo general, son sumergidos en aceite. El diseño de estos reactores puede ser de tipo núcleo o tipo acorazado, siendo más usuales los primeros por su menor costo.

Los reactores en derivación se pueden conectar directamente a las líneas de transmisión, en barras de subestaciones o en terciarios de transformadores, Figura 2.10. La conexión de los reactores puede ser permanente (mediante cuchillas) o desconectable (mediante interruptores). En caso de ser permanente, se tiene el inconveniente de que, en cargas altas, los reactores degradan la cargabilidad de las líneas de transmisión.

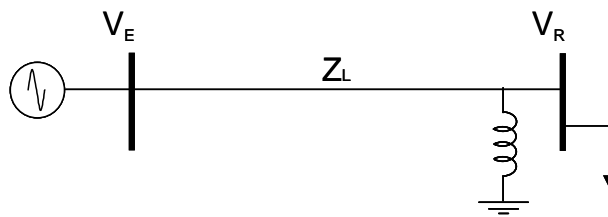


Figura 2.10 Sistema con reactor conectado en una línea de transmisión [21].

En líneas largas que requieran reactores en derivación, muy probablemente, algunos tendrían que estar conectados de manera permanente para controlar las sobretensiones en el caso de un rechazo de carga o de que la línea quede abierta en un extremo [21].

La razón fundamental para utilizar reactores es controlar los voltajes de régimen permanente; no representan el medio idóneo para controlar sobretensiones transitorias. El dimensionamiento de los reactores se define con base en estudios de flujos del sistema para distintas condiciones de operación.

Un modelo para simulación típica de reactores es un elemento pasivo con un valor de susceptancia fija. Para un reactor, el cual, se utiliza cuando las líneas presentan elevación de voltaje creciente desde el extremo de envío hacia el extremo de recepción, cuando operan con flujos bajos, la expresión que representa a la potencia reactiva consumida por un reactor está dada por:

$$Q = \frac{|V|^2}{X_L} = \frac{|V|^2}{2\pi f L} \quad (2.13)$$

De aquí, se concluye que la potencia reactiva que consume un reactor varía proporcionalmente con el cuadrado del voltaje de operación e inversamente con la frecuencia. En la Figura 2.11, se muestra el comportamiento de la potencia reactiva de un reactor, considerando frecuencia constante, a medida que el voltaje va aumentando, el consumo de potencia reactiva va creciendo [21].

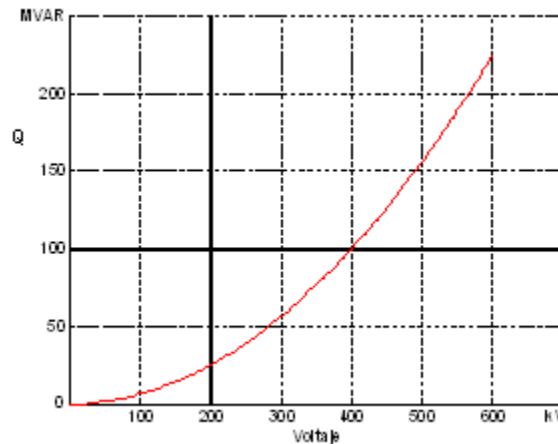


Figura 2.11 Comportamiento de la potencia reactiva en un reactor [21].

La Figura 2.12 muestra el comportamiento del perfil de voltaje del nodo de recepción, al pasar de una condición de operación con carga mínima hasta una condición con carga máxima del sistema de la Figura 2.10. En condiciones de demanda mínima, se puede tener un excedente de potencia reactiva en la red eléctrica, lo cual propiciará altas magnitudes de voltaje en algunos nodos. Este fenómeno ocurre generalmente en líneas de transmisión largas y de alto voltaje, donde el efecto capacitivo de la línea juega un factor importante en la operación del sistema eléctrico, de modo que con la conexión del reactor se reduce la magnitud de voltaje, debido a la absorción de parte de los reactivos que genera la línea de transmisión.

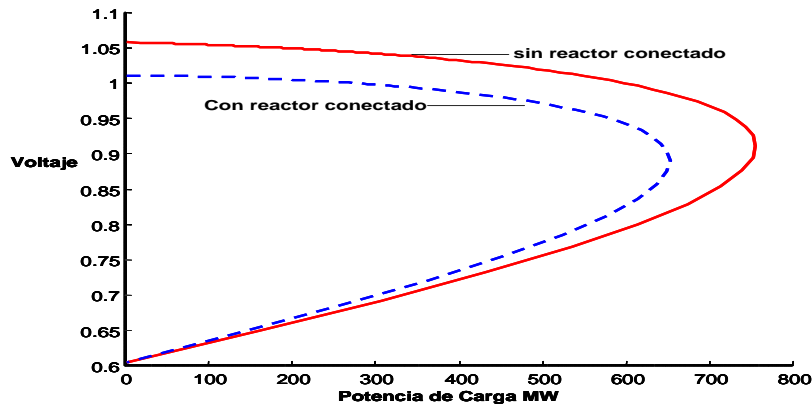


Figura 2.12 Perfil de voltaje nodo de recepción (desde mínima a carga máxima).

En la Figura 2.12, se puede observar que, para condiciones de operación de demanda mínima, el voltaje en el extremo de recepción estará por encima de 1 p.u. Esto, indica que se tiene exceso de potencia reactiva en la red, esta potencia se tendrá que absorber por un elemento. Si se instala un reactor en el extremo de recepción, se puede observar que en condiciones de demanda mínima el sobrevoltaje sería menor, pero en condiciones de demanda máxima se tendría una magnitud de voltaje crítica [21].

## CAPACITORES EN DERIVACION

En sistemas eléctricos con configuraciones longitudinales o radiales, generalmente, las líneas de transmisión de longitud media y larga, tienen dificultad para mantener un perfil de voltaje adecuado. Los capacitores en derivación representan el medio más idóneo, tanto desde un punto de vista técnico como económico, para incrementar la cargabilidad de redes de transmisión y subtransmisión que alimentan cargas alejadas de los centros de generación.

Una aplicación típica de los capacitores en derivación es cuando se tiene una carga concentrada con deficiencia de reactivos conectada a los centros de generación por medio de líneas largas. Dependiendo del nivel de demanda y de la red de transmisión, es posible que el voltaje en la zona de carga se abata tanto que sea necesario utilizar generación local para liberar capacidad de transmisión en las líneas, ver Figura 2.13 [21].

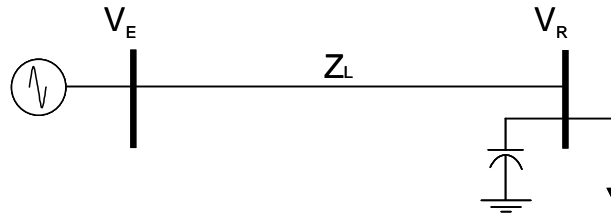


Figura 2.13 Sistema con un banco de capacitores en derivación [21].

Este fenómeno está asociado a la demanda cambiante en el sistema a lo largo de las horas del día y, al crecer ésta, la magnitud de voltaje en el extremo receptor se reduce, lo que ocasiona un incremento en la corriente. A su vez, se tiene mayores pérdidas por el efecto Joule, y un mayor calentamiento que puede ser excesivo, no solamente en los equipos de la empresa suministradora de energía, sino también en los equipos de los usuarios, los cuales, sufren las consecuencias de una regulación de voltaje deficiente.

Para tratar de mantener un perfil de voltaje adecuado, antes de la compensación, es necesario que el extremo generador envíe potencia reactiva a través de la línea de transmisión, requiriendo una mayor corriente y esto, a su vez, provoca una mayor caída de tensión. El problema, dependiendo de las condiciones operativas y de la red podría terminar en un colapso de voltaje. La compensación de potencia reactiva capacitiva en derivación, se refiere esencialmente a la inyección de potencia reactiva en el nodo de recepción de una línea de transmisión, por medio de un banco de capacitores.

De esta manera, la potencia reactiva que aporta la fuente no será necesaria y evita el envío a través de la línea de transmisión. Además, es importante observar que, normalmente, la inyección de potencia reactiva en el nodo de recepción (Figura 2.12) es necesaria solamente en condiciones de alta demanda, ya que, en caso de existir una condición de baja demanda, puede tenerse un excedente de potencia reactiva [21].

Un modelo de simulación típico de capacitor es el de un elemento pasivo con un valor de impedancia fijo. Para un capacitor, la potencia reactiva está dada por:

$$Q = -|V|^2 X_c = -|V|^2 2\pi f C \quad (2.14)$$

Entonces, la dependencia de la potencia reactiva es proporcional al cuadrado del voltaje y a la frecuencia de operación del sistema.

En la Figura 2.14, se muestra el comportamiento de la potencia reactiva de un banco de capacitores en derivación, en función del voltaje, considerando frecuencia constante [21].

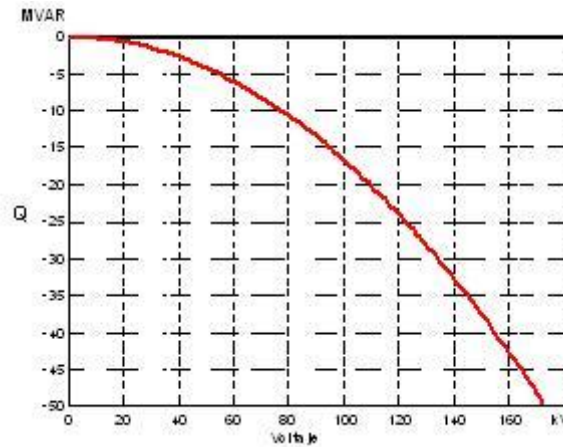


Figura 2.14 Comportamiento de la potencia reactiva en un capacitor.

Una característica poco deseable del capacitor es que, a medida que el voltaje se reduce, la inyección de potencia reactiva disminuye, ver Figura 2.14, con lo cual, el voltaje nuevamente reduce su magnitud, generándose un círculo vicioso que puede acelerar un problema de colapso de voltaje.

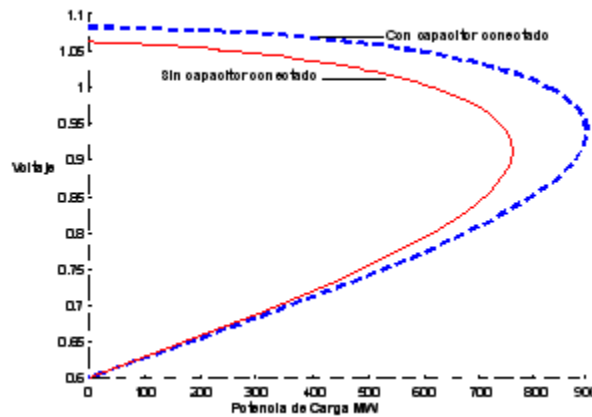


Figura 2.15 Perfil de voltaje sin capacitor.

En la Figura 2.15, para la condición de operación de demanda máxima sin capacitor, se observa cómo la falta de potencia reactiva degrada el voltaje en el



nodo de recepción y cómo se incrementan las pérdidas, debido al incremento en la corriente para satisfacer la demanda con un voltaje bajo. Si se instala un banco de capacitores en el extremo de recepción, se puede observar que, en condiciones de demanda mínima el sobrevoltaje sería mayor, pero, en condiciones de demanda máxima, se mejoraría la magnitud de voltaje y se incrementa la capacidad de transmisión de la línea [21].

## COMPENSACIÓN SERIE

La transmisión de potencia eléctrica a través de líneas de transmisión presenta algunos factores que limitan la transmisión de energía (caída de voltaje, problema de estabilidad y los efectos térmicos en conductores). Los límites impuestos por estos factores pueden ser superados con la construcción de nuevas líneas o con la transmisión de potencia a un nivel de voltaje mayor. Estas alternativas resultan muy costosas, especialmente en el caso de líneas de transmisión largas. Otra alternativa de costo menor es la compensación serie en líneas de transmisión.

La compensación serie consta de capacitores conectados en serie con la línea de transmisión; su objetivo es incrementar su capacidad de transmisión de potencia reduciendo la impedancia serie equivalente de la línea.

Un alto grado de compensación serie acentúa problemas de relevadores de protección y en los perfiles de voltaje durante fallas. Otro problema es la resonancia subsíncrona, que puede producir fallas severas en las flechas de generadores y turbinas.

Para la compensación serie, los parámetros importantes, en lugar del valor de potencia, como se hace en la compensación en derivación para los bancos de capacitores o reactores, se da por medio de un porcentaje de la reactancia inductiva serie que se desea compensar.

La reactancia serie es la principal limitante en la máxima transferencia de potencia en una línea de transmisión; esta transferencia de potencia está dada por:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_L} \sin \delta_{12} \quad (2.15)$$

La potencia máxima transmitida se puede incrementar, aumentando  $V_1$ ,  $V_2$  o bien disminuyendo el valor neto de  $X_L$  con un capacitor serie en la línea, Figura 2.16.

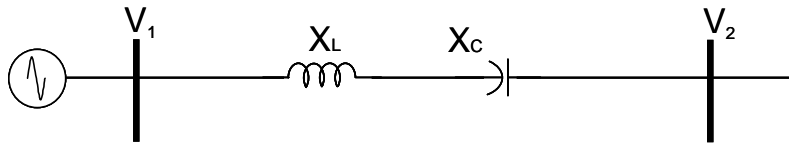


Figura 2.16 Línea de transmisión con compensación serie [21].

Para este caso, la potencia activa transmitida será:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_L - X_C} \sin \delta_{12} \quad (2.16)$$

Si se tiene una compensación serie, el perfil de voltaje tendrá una característica más plana. Las características se muestran en la Figura 2.17, incluyendo el caso donde no se tiene la compensación serie. También, se observa que aumente el límite de transferencia de potencia.

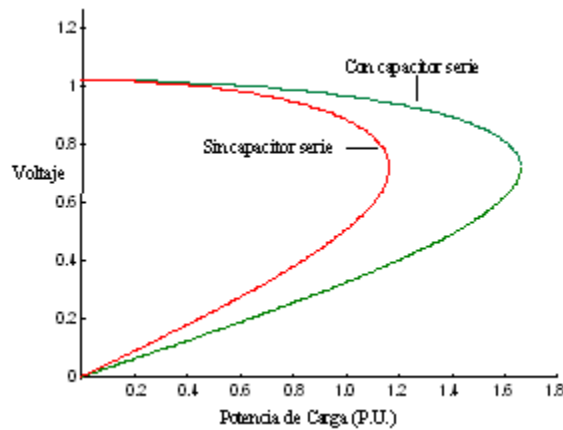


Figura 2.17 Perfil de voltaje con/sin capacitor serie [21].

Para mostrar la forma cómo se incrementa la potencia transmitida mediante la inserción de un banco de capacitores en serie con la línea de transmisión, se presenta el siguiente ejemplo. Se considera un sistema radial sin compensación serie, se tiene las condiciones mostradas en la Figura 2.18.

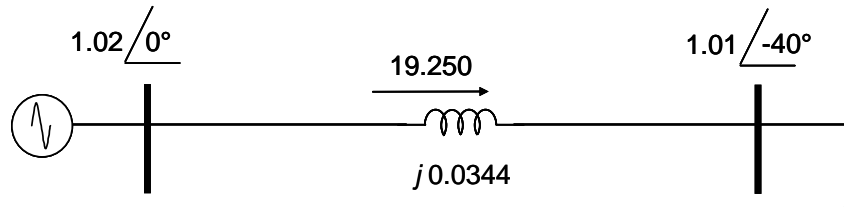


Figura 2.18 Sistema radial sin compensación serie [21].

Se compensa la línea en un 60%, para la misma diferencia angular se tienen la condición mostrada en la Figura 2.19.

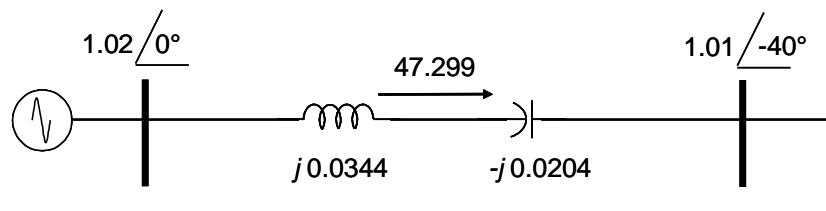


Figura 2.19 Sistema radial con compensación serie [21].

En la Figura 2.20, se presenta el comportamiento P-Q para la línea del ejemplo. Se muestra la curva de la línea sin compensar y la respuesta de la línea con compensación serie del 60%.

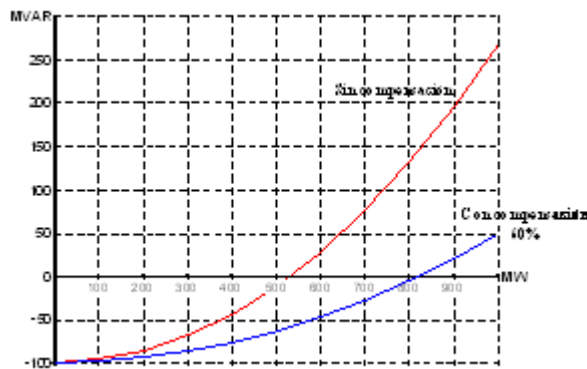


Figura 2.20 Curva P-Q con/sin compensación serie al 60% [21].

La potencia natural (SIL) de la línea se incrementa al tener compensación serie, lo que implica un incremento en su capacidad de transmisión. No debe causar confusión el hecho de que el SIL de la línea se incrementa al existir la compensación serie, puesto que, al reducir la reactancia inductiva serie, no se está tratando con una línea de longitud menor, ya que la resistencia y sobre todo

la capacitancia paralelo no sufren cambios. Otra manera de observar es que se está tratando con una línea de un nivel de voltaje mayor.

Por otra parte, otro de los beneficios de la compensación serie es el aumento en el margen y límite de estabilidad en estado estable.

El margen de estabilidad en estado estable (ME) se define como la diferencia entre la potencia máxima ( $P_{max}$ ) que teóricamente se puede transmitir y el nivel de operación ( $P_{op}$ ).

$$ME\% = \frac{P_{max} - P_{op}}{P_{max}} * 100 \quad (2.17)$$

En la Figura 2.21, se muestra en forma gráfica el concepto de margen de estabilidad de estado estable.

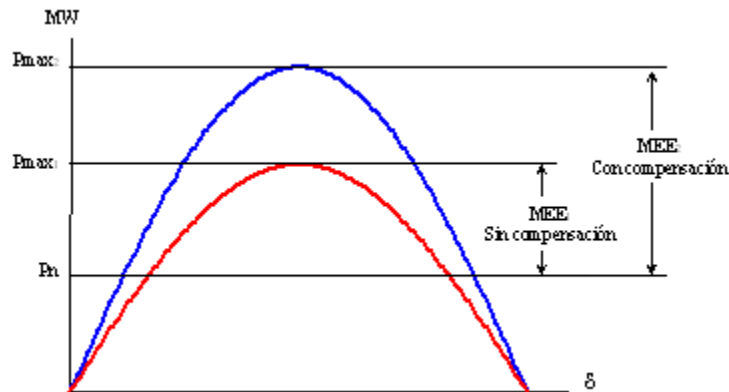


Figura 2.21 Incremento en el ME% al conectar un capacitor serie [21].

Para observar el efecto de los diferentes tipos de compensación, capacitiva en derivación y compensación en serie, ver la Figura 2.23. La compensación inductiva en derivación, como ya se comentó, cumple con otros objetivos, los cuales son diferentes al mejoramiento de la estabilidad del sistema eléctrico [21].

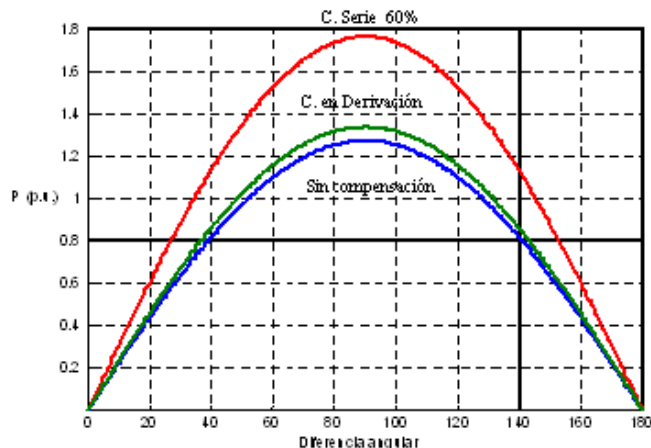


Figura 2.22 Características de transferencia de potencia [21].

La Figura 2.23 muestra el comportamiento del perfil de voltaje para las diferentes formas de compensación analizadas. Para demanda mínima, es recomendable tener reactores para poder abatir los altos voltajes. La compensación con capacitores en derivación ayuda en la operación en demanda máxima, ya que se tiene un mejor voltaje. Si se tiene una compensación serie, el perfil de voltaje tendrá una característica más plana y aumenta el límite de transferencia de potencia [21].

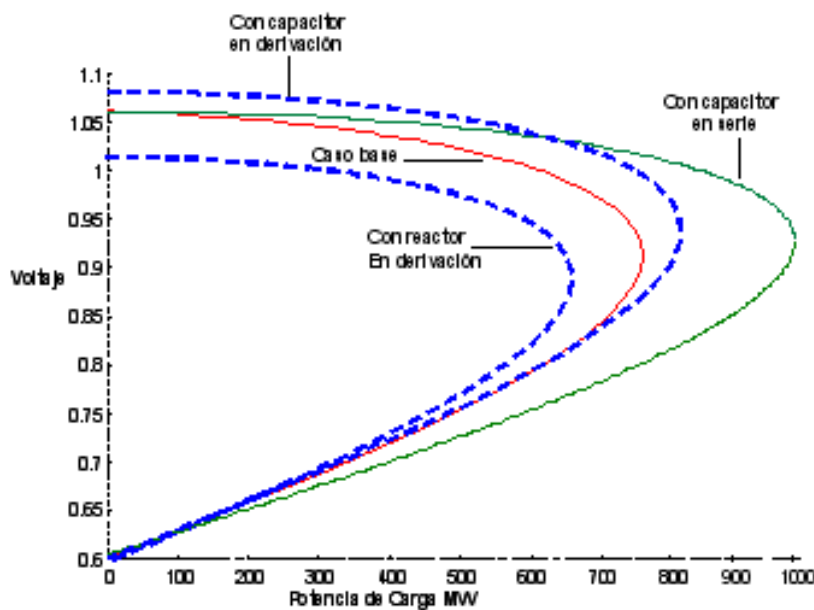


Figura 2.23 Perfil de voltaje para diferentes tipos de compensación [21].



## COMPENSADOR ESTÁTICO DE VAR

Los CEV son dispositivos con la capacidad de regular su absorción o generación de potencia reactiva, modificando su susceptancia equivalente, para controlar el voltaje en un nodo específico. Estos dispositivos son muy rápidos en su operación y muy adecuados para mejorar la estabilidad del sistema. Están compuestos por capacitores y/o reactores, un regulador de voltaje y lógica de control para el disparo de tiristores [21].

Las funciones más relevantes de los CEV en sistemas eléctricos son:

- Mejorar la cargabilidad
- Mejorar la estabilidad transitoria
- Mejorar la estabilidad dinámica

### Característica de operación del compensador estático de VAR

En estado estable, la característica de control de voltaje de un compensador estático puede ser definida en forma total mediante su curva de operación.

Para cualquier tipo de estrategia de control, su característica de operación se representa por una parte o toda la curva, similar a la que se muestra en la Figura 2.24. En forma generalizada, la curva característica consta de tres zonas o rangos de control:

- a) Una zona lineal de operación definida por el esquema de control del compensador. El voltaje en terminales del CEV es regulado entre sus límites mínimo y máximo de operación  $V_{t_{min}}$  y  $V_{t_{max}}$ , respectivamente.
- b) Una zona de operación de bajo voltaje, en la cual, el compensador opera en su límite mínimo de control, perdiendo su capacidad de regulación de voltaje. En esta zona, visto desde el sistema de potencia, la operación del CEV estará determinada por la capacidad nominal de su rama capacitiva, con el voltaje en terminales variando entre cero y  $V_{t_{min}}$ , de acuerdo a las condiciones del sistema de potencia.
- c) Una zona de operación de sobrevoltaje. En esta, el compensador opera en su valor máximo de control, surgiendo una característica de variación de voltaje en terminales del CEV, correspondiente al de un reactor fijo con una capacidad nominal igual a la rama inductiva del CEV.

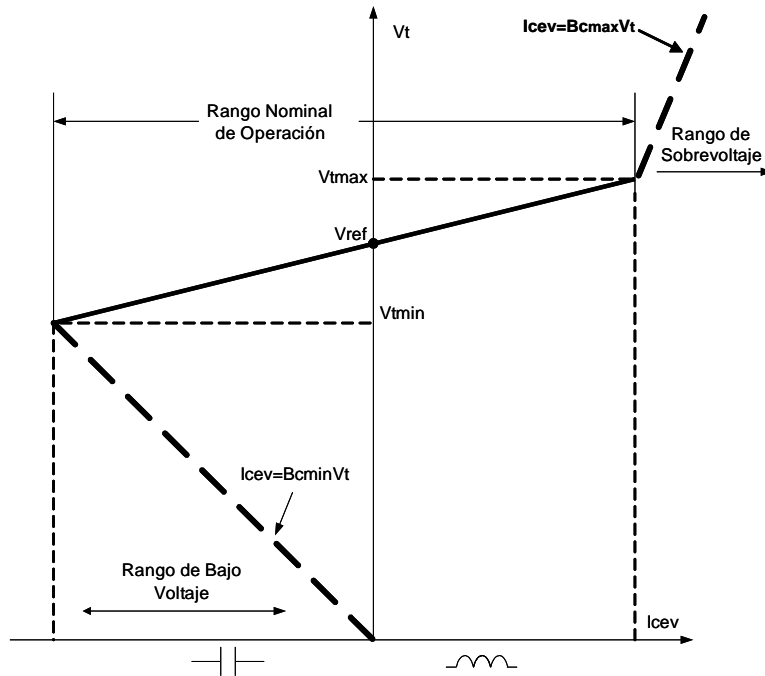


Figura 2.24 Característica en estado estable de un CEV [21].

Dentro de su rango nominal de operación, la característica de regulación de voltaje del CEV corresponde a la de una curva lineal definida por sus dos principales parámetros de control en estado estable, esto es, una pendiente ajustable comúnmente, en base al valor de una ganancia y un voltaje variable de referencia,  $V_{ref}$ .

En aplicaciones prácticas, el voltaje de referencia es usualmente controlable alrededor de un pequeño porcentaje del valor nominal, por ejemplo de un 3%, constituyendo el principal parámetro de control en estado estable del compensador [22].

En forma analítica, la característica de regulación de voltaje del compensador en su rango nominal de operación se expresa mediante la relación:

$$V_t = V_{ref} + m I_{cev} \quad (2.18)$$

donde:  $m$  representa la pendiente de la curva característica

$$I_{cev} \text{ satisface las restricciones } I_{c_{min}} < I_{cev} < I_{c_{max}}$$

$I_{c_{min}}$  e  $I_{c_{max}}$  representan las capacidades nominales de inyección de corriente en las ramas capacitiva e inductiva del compensador, respectivamente.

Fuera de su rango nominal de control, la operación del CEV es también posible, si bien es limitada por el rango considerado deseable de regulación de voltaje. Por ejemplo, en la zona de bajo voltaje, la operación del compensador quedará limitada al valor mínimo recomendado de tensión  $V_{t_{min}}$ . En la zona de sobrevoltaje, sin embargo, la operación del compensador por periodos prolongados de tiempo provoca daños en el aislamiento del equipo [21].

En general, solamente la operación del compensador dentro de su rango nominal de control representa una característica deseable de regulación de voltaje, considerándose a las otras dos como modos degradados de operación.

El CEV, desde el punto de visto de control, es un elemento pasivo cuya susceptancia se modifica de acuerdo al voltaje del nodo controlado. Las siguientes dos técnicas son usadas para obtener la susceptancia variable:

- Capacitores conectados por tiristores (Figura 2.25.a)
- Reactor controlado por tiristores (Figura 2.25.b)

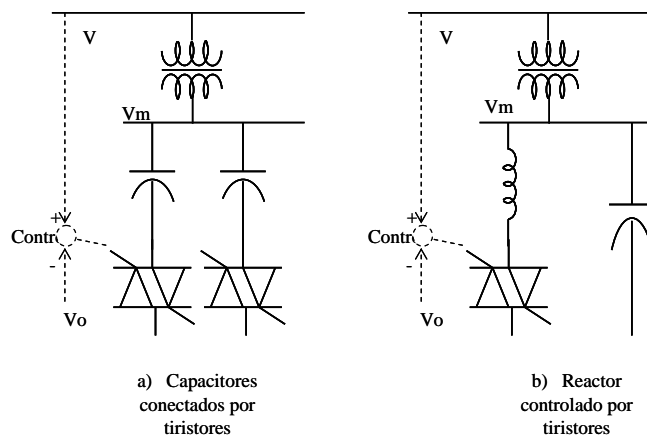


Figura 2.25 Capacitores y reactores conectados con tiristores

## RESUMEN

La compensación de potencia reactiva se requiere para controlar el flujo de potencia reactiva, el voltaje y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

Los reactores en derivación son el medio más económico para compensar los excedentes de reactivos de líneas de transmisión cuando éstas se encuentran con baja carga, es decir, en demanda mínima.



La compensación de potencia reactiva capacitiva en derivación, se refiere esencialmente a la inyección de potencia reactiva en el nodo de recepción de una línea de transmisión, por medio de un banco de capacitores, con el propósito de evitar la transmisión de la potencia reactiva a través de largas distancias

La compensación serie consta de capacitores conectados en serie con la línea de transmisión, y su objetivo es incrementar su capacidad de transmisión de potencia reduciendo la impedancia serie equivalente de la línea.

La potencia natural (SIL) de la línea se incrementa al tener compensación serie.

Otro de los beneficios de la compensación serie es el aumento en el margen y límite de estabilidad en estado estable [21].

## 2.3.2 CONTROL DE FRECUENCIA

### 2.3.2.1 Balance Carga-Generación.

El balance carga-generación en el sistema eléctrico debe mantenerse de manera continua, cualquier diferencia en este balance ocasiona una desviación de frecuencia. Para cumplir con los requisitos de balance y corregir sus diferencias, las unidades generadoras deben ser operadas y controladas en diferentes horizontes de tiempo, de tal forma que se cumpla con el consumo y se regule la frecuencia del sistema.

Actualmente, el balance carga-generación se realiza en diferentes etapas sucesivas, manteniendo una relación entre ellas.

- Despacho de Generación.
- Regulación del Sistema.

Con la finalidad de mantener un adecuado balance, en los centros de control se da un seguimiento diario del comparativo de la demanda real contra la demanda pronosticada, ver Figura 2.26.

También, durante el día se realizan ajustes o correcciones automáticas o manuales del balance carga – generación, a este ajuste se le conoce como regulación de frecuencia del sistema eléctrico, ver Figura 2.27 [23].

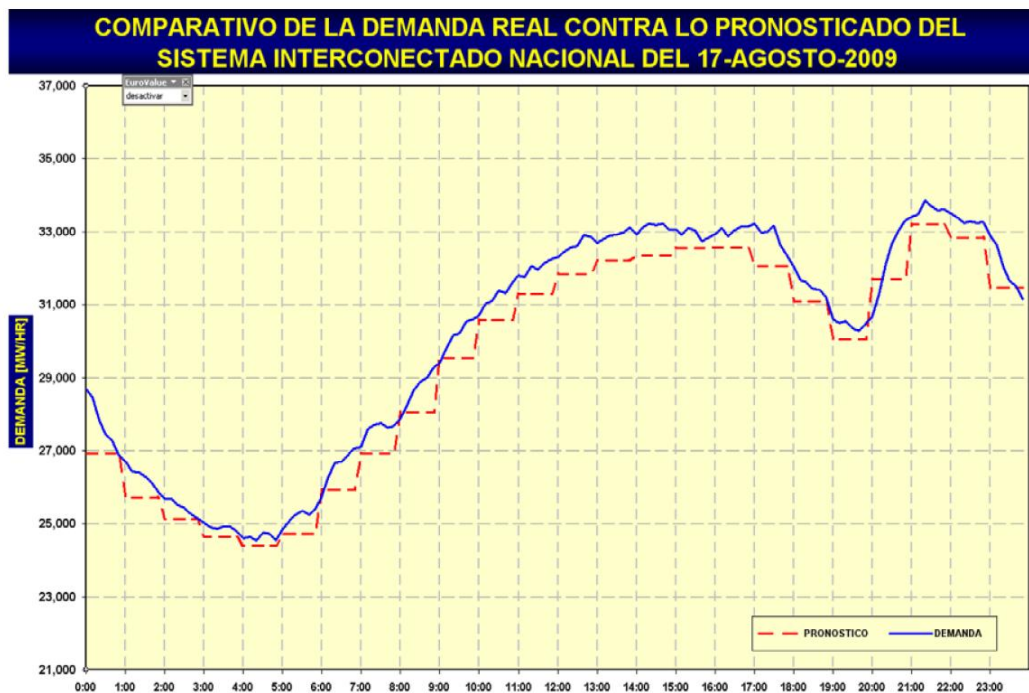


Figura 2.26 Comparativo demanda real vs pronóstico [23]

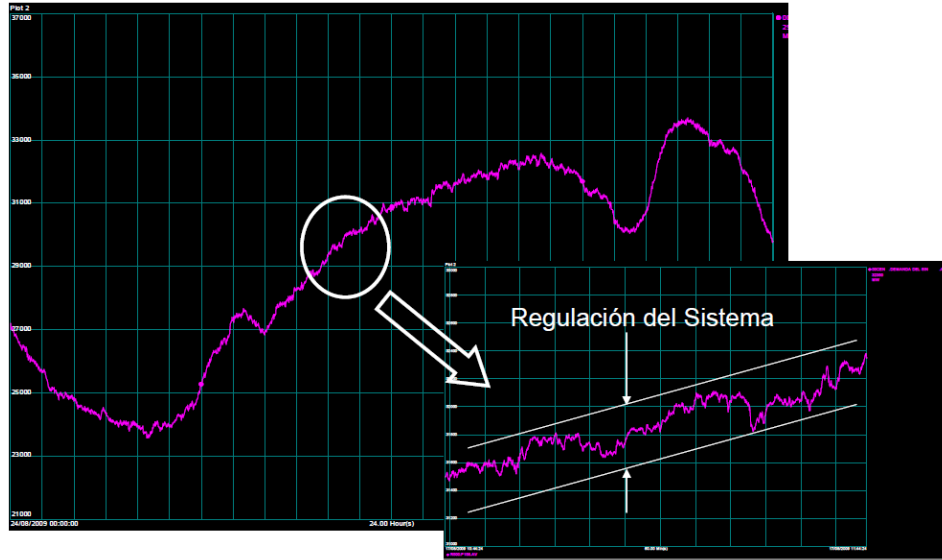


Figura 2.27 Regulación del frecuencia sistema eléctrico [23].

### 2.3.2.2 Despacho de Generación.

El despacho de generación consiste en satisfacer la demanda pronosticada del sistema eléctrico, cumpliendo con la asignación de generación establecido en el esquema de generación diario (Predespacho).

En base al predespacho diario y las condiciones predominantes en la operación de tiempo real en el sistema eléctrico, el seguimiento se hace hasta asignar la generación mostrada en el mismo para la hora en ejecución, pero una vez completada, las desviaciones se cubren con los recursos de generación disponibles, no contemplados en el predespacho diario, en base a los siguientes criterios de operación [23]:

- Estrategia operativa semanal
- Curvas de costo incremental de las unidades
- Límites de transmisión mensuales

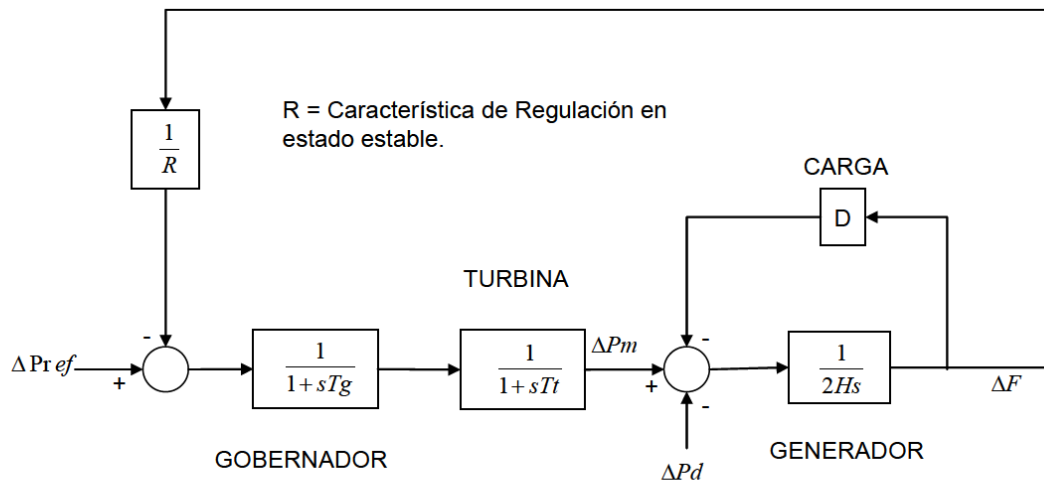
### 2.3.2.3 Regulación del Sistema.

La regulación de sistema comprende diferentes tipos de regulación, regulación primaria, secundaria y terciaria.

#### Regulación Primaria

Esta regulación se basa en la respuesta natural del sistema que comprende la acción de los gobernadores de velocidad de las unidades generadoras en función de su característica de regulación en estado estable (R).

Al ocurrir una desviación de frecuencia, debida a una variación en la carga, entran en acción los sistemas de control, para lograr nuevamente una condición de equilibrio a un valor de frecuencia diferente a la nominal, ver Figura 2.28.



Nota: el gobernador tiene dos entradas.

Figura 2.28 Esquema para regulación primaria de la frecuencia de un generador [23]

La señal de referencia en el gobernador,  $\Delta P_{ref}$ , permite realizar cambios en la generación de la unidad, independientemente de la frecuencia, esta es una señal de **Regulación Secundaria** [23].

Cuando ocurre un disturbio, se presenta un desequilibrio entre la potencia eléctrica suministrada a la carga y la potencia mecánica que produce la turbina (primo motor), causando una desviación de la frecuencia ( $\Delta F$ ).

La desviación de frecuencia es detectada por el gobernador de velocidad que actúa modificando la posición de las válvulas de admisión de la turbina. Esta acción produce un cambio en la potencia mecánica.

Este cambio en la potencia mecánica se aplica al rotor del generador, el cual, mediante el proceso de conversión de energía, obtiene un cambio en la potencia eléctrica a la salida del generador.

Cabe señalar que el proceso de producción de potencia mecánica en el primo motor, depende de las constantes de tiempo del gobernador de velocidad,  $T_g$ , y de la turbina,  $T_t$  [23].

### Característica de Regulación en Estado Estable (R).

Esta característica generalmente se define con una pendiente que, ante una variación de frecuencia  $\Delta F$ , la unidad responde con una variación de potencia  $\Delta P$ , tal como es mostrado en la Figura 2.29.

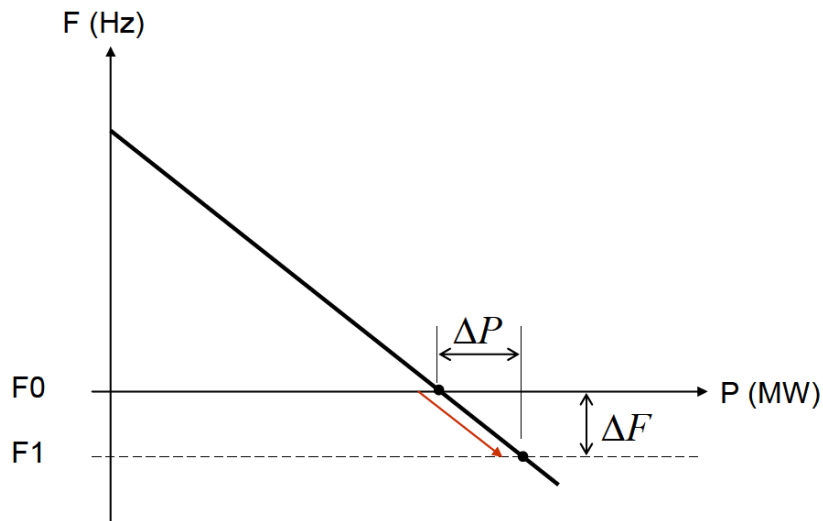


Figura 2.29 Característica de Regulación de Frecuencia en Estado Estable [23]

En este caso,  $\Delta F = -R\Delta P$ , por lo tanto,  $R = -\Delta F/\Delta P$ .

Ante una variación de carga, existe una desviación de frecuencia, el gobernador de velocidad lo detecta y modifica válvulas o compuertas para admitir más vapor o agua. Este comportamiento es automático, después de pasar por un comportamiento dinámico, la frecuencia se estabiliza en un valor diferente a la nominal. Este accionamiento del sistema de gobernación de velocidad se realiza sin modificar la posición la posición del variador de velocidad [23].

### Ejemplo.

Una unidad generadora de 350 MW, está generando 320 MW cuando el SEP se encuentra a 60 Hz. ¿A qué potencia modificará su generación, si el SEP por una perturbación pasa a operar a 59.5 Hz? La característica de regulación de la unidad es  $R = 5\%$ .

Solución.

En primer lugar se debe definir la potencia base del sistema igual a la potencia nominal del generador.

Una  $R = 5\%$ , significa que la potencia generada de esta unidad cambia 350 MW, si la frecuencia cambia 3 Hz (5% de 60 Hz).

La característica de regulación expresado en base a 60 Hz y en base a la potencia nominal de la unidad es:

$$R_{eq} = (R\%)(F_n)/P_n = (5/100)(60 \text{ Hz})/350 \text{ MW} = 0.008571 \text{ Hz/MW}$$

De la relación lineal del estatismo  $\Delta F = -R\Delta P$ , se tiene que la variación de potencia de la unidad es:

$$\Delta P = - (\Delta F/R_{eq}) = - (-0.5\text{Hz})/(0.008571 \text{ Hz/MW}) = 58.33 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la potencia de la unidad generadora  $P_g = P_{g_0} + \Delta P = (320 + 58.33) \text{ MW}$ , pero para este caso el limitador de carga de la unidad se encuentra ajustado a la potencia nominal de la unidad (350 MW) y la unidad no toma más carga aún cuando la frecuencia siguiera disminuyendo.

Entonces el incremento de generación de la unidad es 30 MW, ver Figura 2.30.

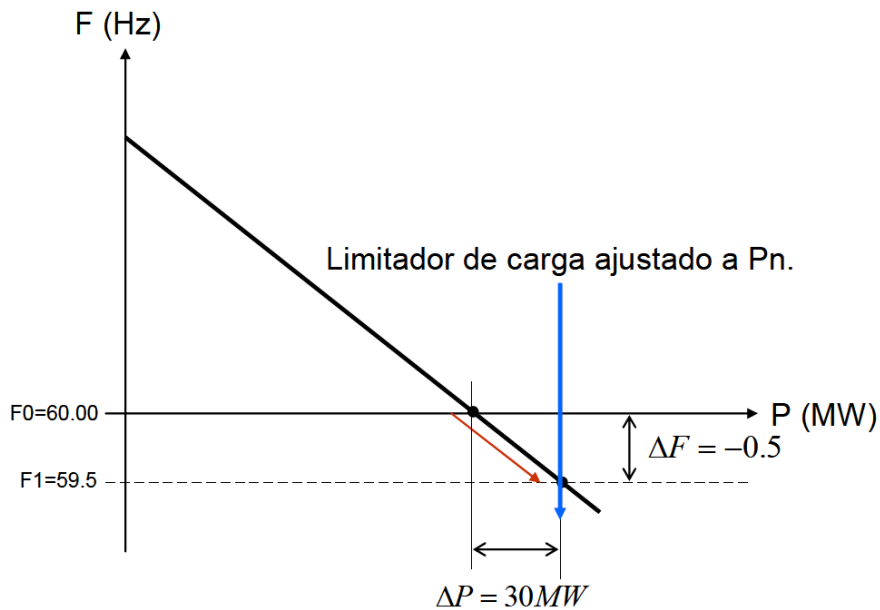


Figura 2.30 Limitador de carga [23]

### Regulación Secundaria.

Considerando el ejemplo anterior, ante la desviación de frecuencia producida por una variación de carga, las unidades generadoras han incrementado su generación en función de su característica de regulación en estado estable (R%), para alcanzar una estabilización de la frecuencia a un valor diferente a la nominal.

Esta acción de los gobernadores se realizó sin modificar la posición del variador de velocidad  $\Delta P_{ref}$ .

Una vez que se ha obtenido un balance a un valor de frecuencia diferente a la nominal, es necesario un control complementario (o suplementario) para restablecer la frecuencia a su valor nominal, a esta acción se le denomina Regulación Secundaria, ver Figura 2.31 [23].

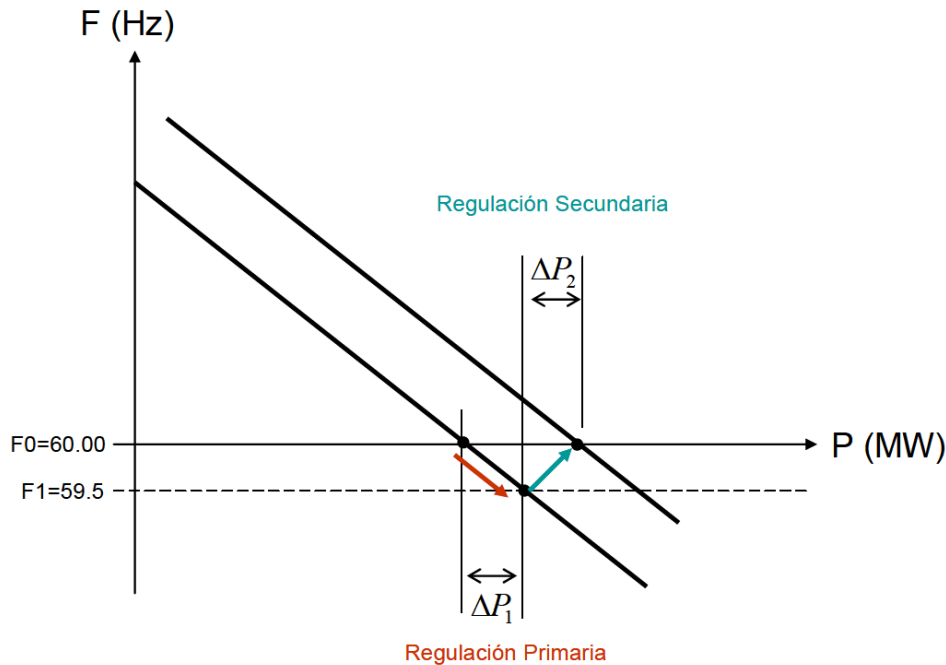


Figura 2.31 Efecto de la regulación secundaria [22].

La acción de este control forzará la desviación de frecuencia a cero, mediante el ajuste de la potencia de referencia  $\Delta P_{ref}$ .

En la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la regulación secundaria es realizada por el control automático de generación (CAG) que reside en el Sistema de Información de Tiempo Real para la Administración y Control de la Energía (SITRACEN).

En la Figura 2.32 se muestra un ejemplo de la operación de la unidad número cuatro de la Central Hidráulica Manuel Moreno Torres (02MMT-U4) operando en regulación secundaria en un rango de 250 a 300 MW, durante un periodo de 60 Minutos. La línea azul es la consigna automática del CAG de regulación secundaria y la línea verde es la respuesta real en MW de la unidad, se observa como la potencia real MW de la unidad siguen la consigna enviada por el CAG.

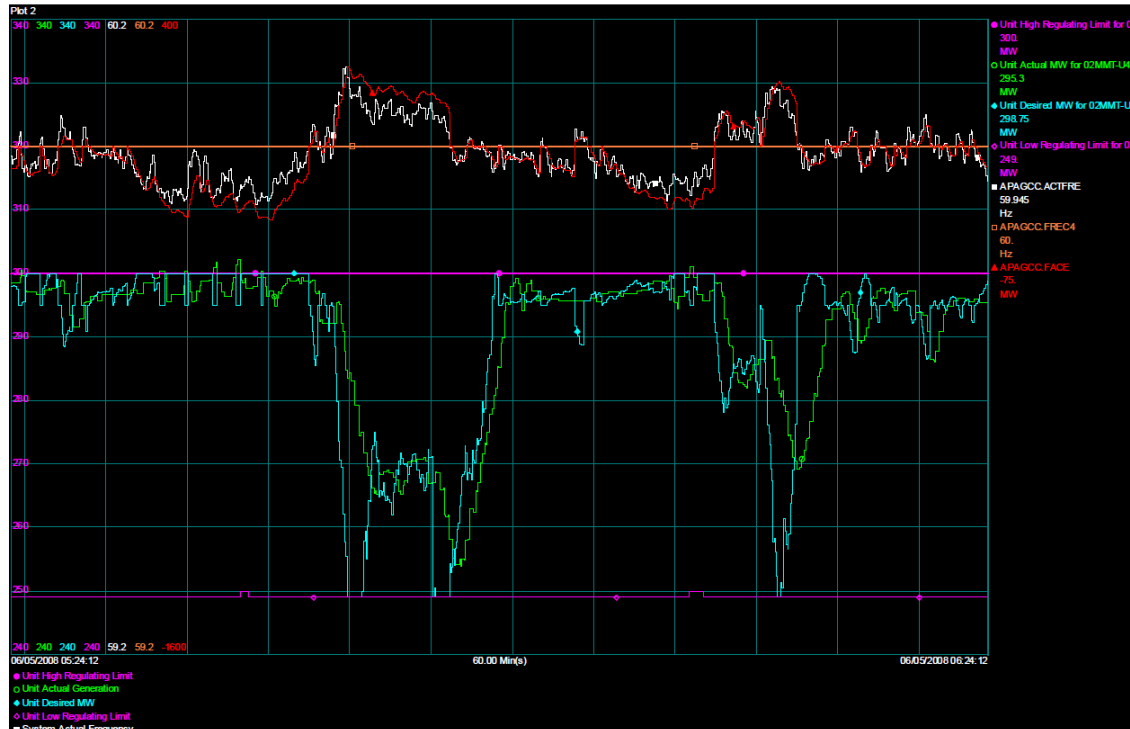


Figura 2.32 Respuesta a la frecuencia de unidad generadora de la C.H. Manuel Moreno Torres [22]

## Regulación Terciaria.

Es la acción manual del operador para complementar el control que, por criterios de reserva o insuficiencia de la regulación primaria y secundaria, no se llega al objetivo.

La regulación terciaria consiste en utilizar los recursos que se tienen establecidos como reserva operativa (rodante no incluida en el CAG y fría), para reemplazar de manera económica la reserva de regulación, que previamente se hizo efectiva para el control de frecuencia.

Uno de los objetivos de la regulación terciaria, es mantener una reserva de regulación (CAG) disponible, para el control de frecuencia.

Las acciones manuales del operador del sistema deben realizarse en un periodo no mayor a 15 minutos posteriores a un evento. Típicamente, la regulación terciaria se ejecuta después de la regulación secundaria [23].

Algunas acciones de regulación terciaria son las siguientes:

- Redistribución de generación.
- Conexión/desconexión de unidades
- Reprogramación de intercambios.

- Modificación del punto de operación en unidades operando en modo Manual

En la Figura 2.33, se hace notar el efecto de la reserva terciaria, en donde con la intervención del operador, debe utilizarse en un tiempo máximo de 15 minutos, para el restablecimiento de la banda de reserva de regulación secundaria (CAG).

Además, el operador del sistema, debe activar la reserva terciaria inmediatamente en caso que no haya suficiente reserva secundaria disponible, con el fin de liberar nuevamente la reserva de regulación [23].

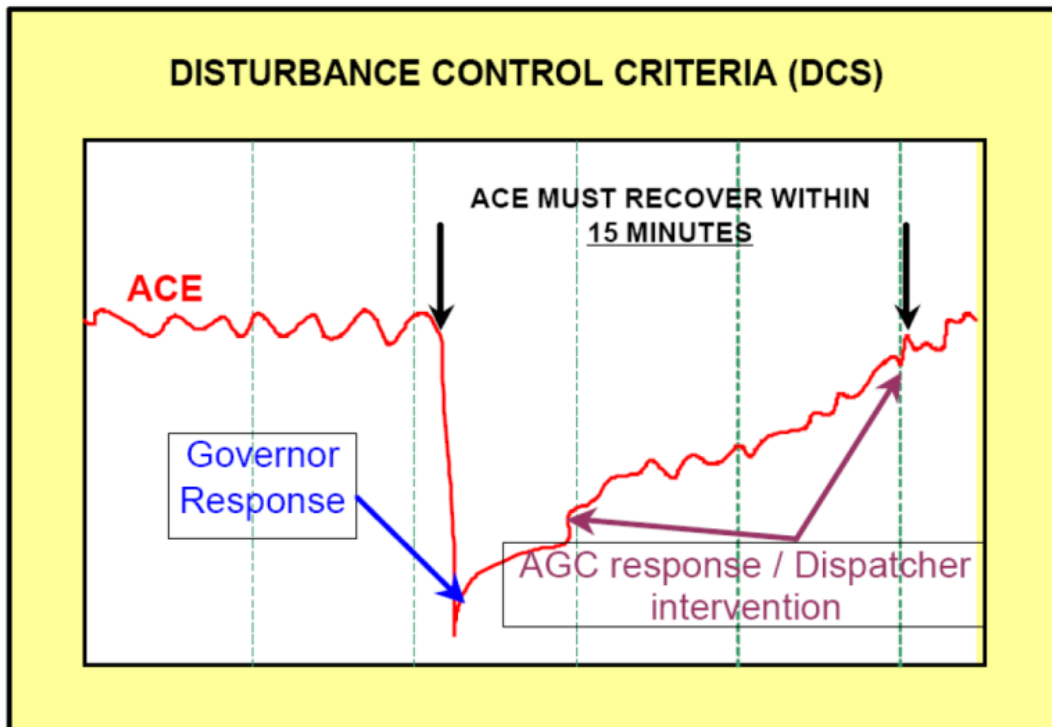


Figura 2.33 Efecto de la regulación terciaria [23].

En la Figura 2.34, se muestra un diagrama esquemático de los periodos de control de la frecuencia, en donde se observa una respuesta de la regulación primaria en 30 segundos, la regulación secundaria en un tiempo de 10 minutos y la regulación terciaria de 15 minutos o más, con la intervención del operador del centro de control en esta última, a diferencia de las dos primeras que son de respuesta automática.

En la Figura 2.35, se muestra el comportamiento real de la frecuencia, por la acción de la regulación primaria, secundaria y terciaria, del 2 de octubre de 2008 en un lapso de 15 minutos de 09:55 a 10:10 horas.

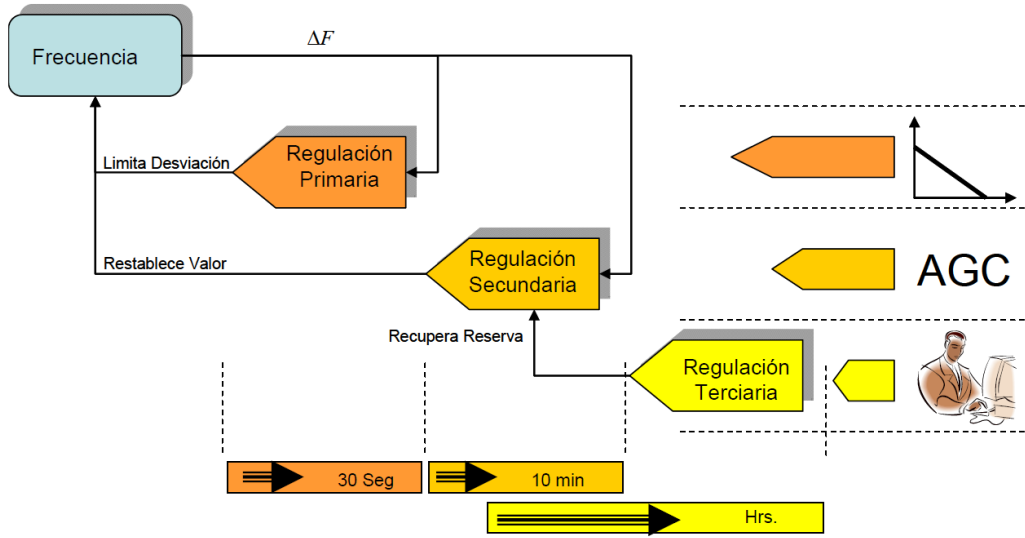


Figura 2.34 Diagrama esquemático de los periodos de control de la frecuencia [23]

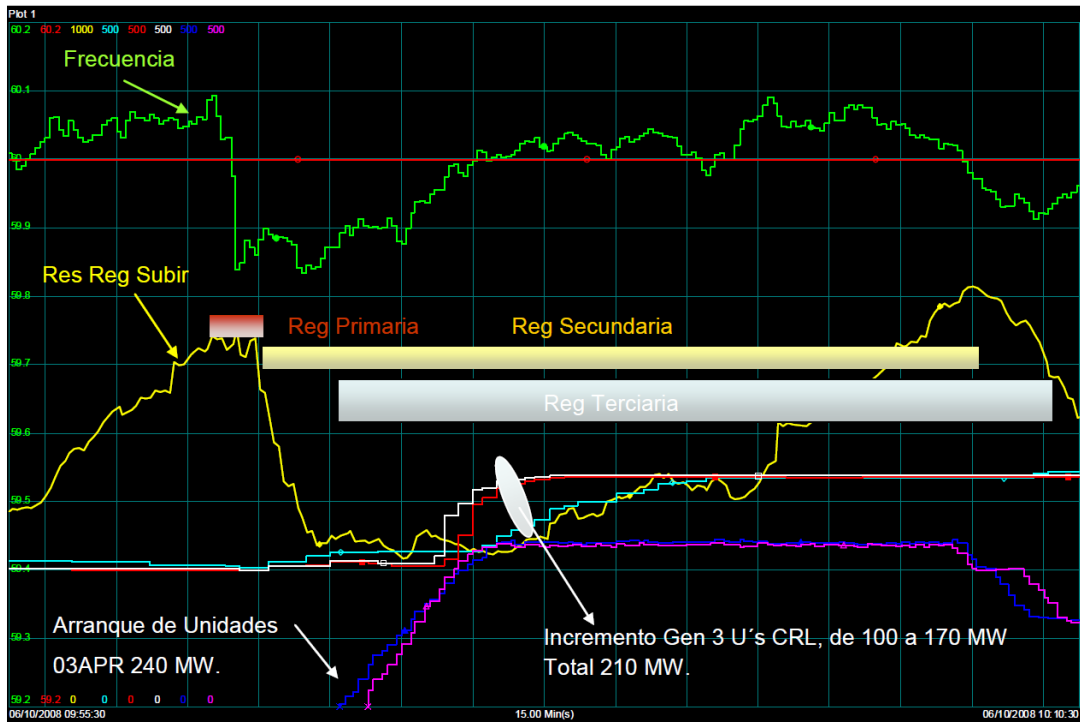


Figura 2.35 Ejemplo del Control de la frecuencia del SEN del 2008/10/02 [23]



### 2.3.3 CRITERIOS DE SEGURIDAD OPERATIVA

El Centro Nacional de Control de Energía tiene definidos varios criterios de seguridad operativa, con la finalidad de garantizar el cumplimiento de los objetivos estratégicos de calidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

En el estándar MX-MDA-01 [24], “Determinación de límites operativos del SEN en el horizonte de operación (LIMOS),” define como criterios de seguridad operativa que:

1. Ante la ocurrencia de contingencias sencillas (N-1), el sistema eléctrico debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de voltaje y frecuencia; todas las instalaciones y elementos que las conforman deben estar dentro de las características especificadas por generación, transmisión y distribución. No debe ocurrir separación en cascada o no controlada.
2. Ante contingencias sencillas se debe evaluar:
  - a. Pérdida de cualquier generador (para ciclos combinados se considera una turbina de gas y su efecto en la turbina de vapor), línea, transformador, compensador estático de VAr, enlace internacional en corriente directa o alterna, carga o elementos de compensación serie/paralelo sin existencia de falla, que afecte la confiabilidad del sistema eléctrico.
  - b. Falla monofásica a tierra o trifásica, con liberación normal, en cualquier generador, línea, transformador, compensador estático de VAr, enlace internacional en corriente directa o alterna, carga o elementos de compensación serie/paralelo, que afecte la confiabilidad del sistema eléctrico.
  - c. Bloqueo de un polo, con liberación normal, en un sistema de corriente directa de alto voltaje monopolar o bipolar.
3. Para mantener la estabilidad del sistema ante la ocurrencia de una contingencia sencilla (N-1), lo siguiente es aplicable.
  - a. Operación de esquemas de acción remedial y esquemas de protección de sistema.
  - b. Reconfiguración del sistema mediante acciones manuales planeadas.
  - c. Redespachos de generación, sincronización de turbogas de baja eficiencia, compra de energía de emergencia.
  - d. Interrupción planeada o controlada del suministro eléctrico, tarifas interrumpibles, restricción de porteo remoto, corte manual y rotativo de carga e interrupción de transacciones.
4. Ante la ocurrencia de contingencias múltiples, el sistema eléctrico debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de voltaje y frecuencia; todas las instalaciones y elementos de éstas, deben estar dentro de sus valores de



emergencia especificados por generación, transmisión y distribución. No debe ocurrir separación en cascada o no controlada.

5. Contingencias múltiples a evaluar.
  - a. Pérdida de una planta ciclo combinado completa.
  - b. Pérdida de múltiples elementos ante falla con liberación normal en una barra asociada a otra que está en licencia.
  - c. Pérdida de dos o más circuitos instalados en la misma estructura.
  - d. Pérdida permanente simultánea de ambos polos de una instalación de corriente directa bipolar sin falla de corriente alterna.
  - e. Falla monofásica a tierra o trifásica permanente simultáneas en cada par de circuitos de transmisión adyacentes en torres con circuitos múltiples, con liberación normal. En estos corredores de transmisión, es requisito la implementación de un esquema de acción remedial. Si las torres con circuitos múltiples se usan solamente para llegar o salir de la subestación, y no existen más de cinco torres por subestación, entonces, esta condición es un riesgo aceptable y pueden excluirse.
  - f. Pérdida múltiple de centrales generadoras (reducción del suministro de gas, eventos meteorológicos).

En el desarrollo de la presente tesis, se analizará todas las posibles contingencias N-1 asociadas a la subestación Ixtepec Potencia, para garantizar que no exista sobrecarga en los elementos que quedan en servicio. También, se evaluará la pérdida simultánea de dos bancos de transformación en 400/230 kV.

Al realizar el análisis de estos escenarios, se identificará la necesidad de implementar una lógica de control de potencia activa que permita dar cumplimiento a estos criterios de seguridad operativa y se evite problemas de congestión de energía en algunos elementos de la red eléctrica.



### **CAPÍTULO III.- MARCO METODOLÓGICO**

El soporte de la hipótesis enunciada en esta tesis, se realiza con la evaluación de una propuesta de un algoritmo de lógica de control, que ayudará al control de flujos de potencia (seguridad de la red eléctrica) y para el control de frecuencia (en algún lenguaje de programación compatible con cualquier sistema de adquisición de datos comercial) en el simulador de entrenamiento de ingenieros operadores del ACOR. Las lógicas de control deben ser de fácil replicación para cualquier central generadora, así como para cualquier centro de control regional. Estas lógicas de control, pueden:

- 1.- Demostrar que se asegura el cumplimiento de los criterios de confiabilidad.
- 2.- Mejorar el margen de cargabilidad de potencia activa de los elementos de la red eléctrica (líneas y bancos) ante fallas (N-1), así como evitar la pérdida de elementos en cascada al ocurrir la primera contingencia.
- 3.- Incrementar la seguridad de la red, al contar con una lógica de control preventiva que evite la sobrecarga de las líneas y transformadores del Istmo de Tehuantepec, ante requerimientos de libranzas de equipos o pérdida de los mismos con incremento coincidente de la velocidad del viento.

Las Reglas Generales de Interconexión [3] proporcionan el marco legal que cualquier central eólica debe cumplir al momento de interconectarse a la red eléctrica de la CFE; en estas reglas se establecen los intervalos de voltaje y frecuencia que dichas centrales deben cumplir; sin embargo, se observa que no establecen las formas como lo deben cumplir, por lo que se ha detectado áreas de oportunidad como, por ejemplo, no establecer si el control de voltaje será de manera manual o automática, ni los tiempos de respuestas a los controles de frecuencia y voltaje, situación que ante una condición de falla en el SEN podrá evolucionar en una situación de deterioro de la calidad del servicio público o pérdida del mismo.



Para el marco conceptual y teórico, se anexa una serie de artículos actualizados en los temas de control de voltaje y frecuencia en centrales eólicas, así como artículos que ayudan a entender el comportamiento y operación de este tipo de centrales [11,22]. En estos artículos, existen conclusiones que son cuestionables al comparar sus resultados con el comportamiento real de las centrales eólicas conectadas en el Istmo de Tehuantepec, en cuanto a control de voltaje y frecuencia se refieren, mismas que se enunciarán en el apartado 3.4.3 de esta tesis.

## 3.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Para llegar al resultado esperado, se parte de una investigación documental y una investigación de campo para contar con las bases de comprobación de la hipótesis enunciada, así como la utilización del simulador de entrenamiento de ingenieros operadores del ACOR para validar las lógicas de control de potencia activa, comprobando su efecto en los problemas de congestión de red y en la frecuencia. Las etapas consisten en:

- **Investigación documental** en el Diario Oficial de la Federación, en las bases de información de normativa de CFE, de normas oficiales mexicanas, consulta directa al Instituto de Investigaciones Eléctricas, identificando las obligaciones a que están sujetas las centrales de generación eólica para poder interconectarse en la red eléctrica de la CFE.
- Realizar una **investigación de campo** con los propietarios y/o directivos de centrales eólicas (Privadas y de CFE), de las lógicas de control de voltaje, flujos de potencia y frecuencia utilizadas.
- Elaborar un cuadro comparativo y análisis de ventajas y desventajas de las lógicas de control utilizadas por las distintas centrales eólicas, identificando los beneficios de cada una, así como sus limitaciones.



- **Diseñar** una propuesta de lógica de control que cumpla con los criterios actuales de interconexión de energías renovables al Sistema Eléctrico de Potencia, tanto para evitar congestión de energía en la red, así como su impacto en el control de la frecuencia, que sean eficientes, que responda con la rapidez necesaria a los cambios dinámicos de los SEP y que impacte los estándares de calidad, continuidad y seguridad vigentes.
- Utilizar el simulador para entrenamiento de ingenieros operadores del ACOR para **experimentar** con las lógicas de control de potencia activa y frecuencia propuesta utilizando la red real del SEN del ACOR, para finalmente comprobar y evaluar los beneficios proyectados en cuanto a calidad de voltaje, seguridad de la red y frecuencia.
- **Realizar la implementación en tiempo real** de las lógicas de control de potencia activa y frecuencia utilizados en las centrales generadoras eólicas de la región del Istmo de Tehuantepec y en el centro de control.

### 3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Para llegar al resultado esperado, se realiza una investigación exploratoria de la legislación aplicable que deben cumplir las centrales eólicas para interconectarse al SEN en los aspectos:

- Control de voltaje
- Control de flujos
- Control de frecuencia

Después de contar con la información, se realiza una investigación exploratoria de las formas en que las centrales eólicas del área de estudio están cumpliendo actualmente con dichos requisitos, presentando un cuadro comparativo de las diferentes formas de control o incluso si no lo tienen.



Posteriormente, mediante un proceso de investigación descriptiva, se establecerá a través de qué lógicas de control es factible dar cumplimiento a los aspectos de problemáticas de congestión de energía.

Finalmente, mediante una investigación correlacional, se define una propuesta de lógicas de control de potencia activa, impactando los tres aspectos mencionados, mismos que serán validados en un simulador, en donde se modelará matemáticamente la red existente en el Istmo de Tehuantepec, para probar el comportamiento de estas aplicaciones.

### **3.3 ALCANCE**

Con la finalidad de ser congruentes con los objetivos definidos en esta tesis, se utilizará las “Reglas Generales de Interconexión” [3], enfocándolas a los requerimientos actuales de interconexión de generación eólica en la subestación Ixtepec Potencia de la CFE, ya que al cumplir en este nodo, las soluciones encontradas son fácilmente replicables a cualquier subestación de la red eléctrica.

De los permisos autorizados de interconexión de generación eólica por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), a continuación, se muestran, en las figuras 3.1, 3.2 y 3.3, los diagramas unifilares con aquellas centrales eólicas que se utilizará para el desarrollo de las aplicaciones de control de potencia activa y frecuencia.

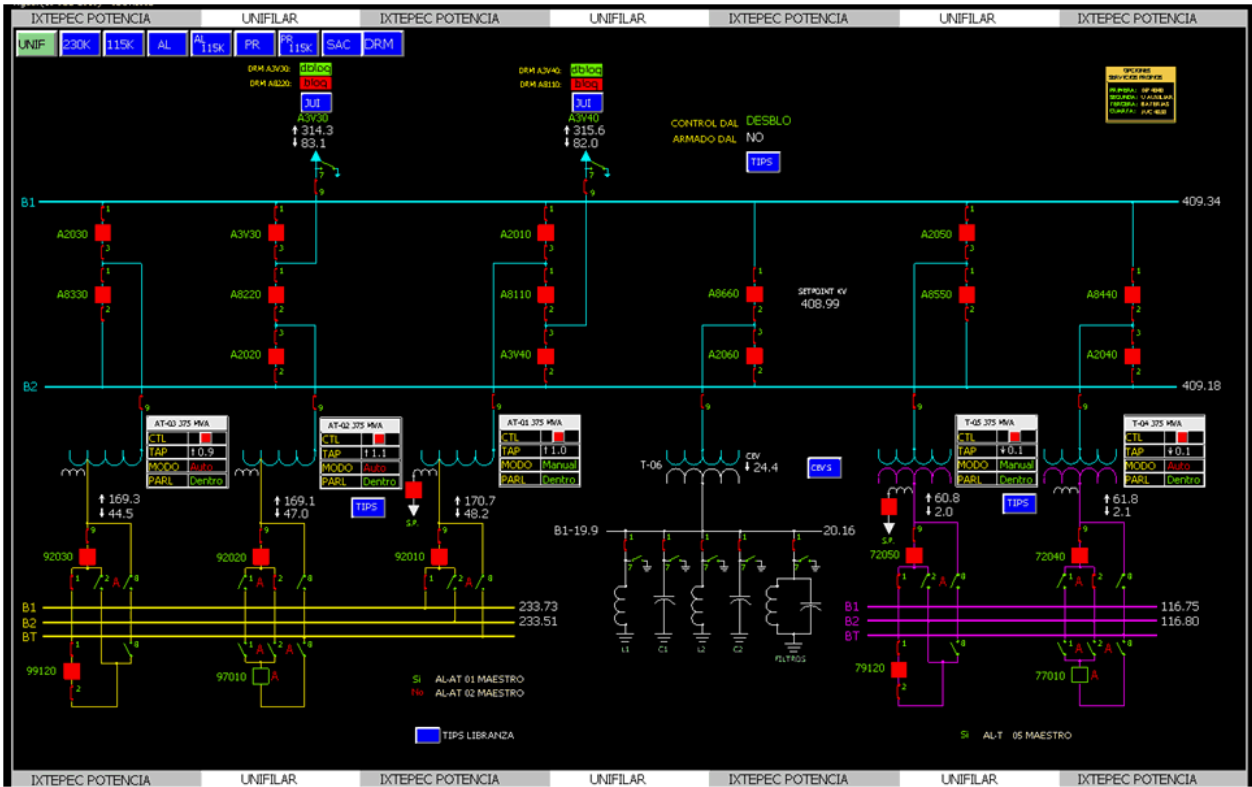


Figura 3.1 Subestación Ixtepec Potencia de la CFE

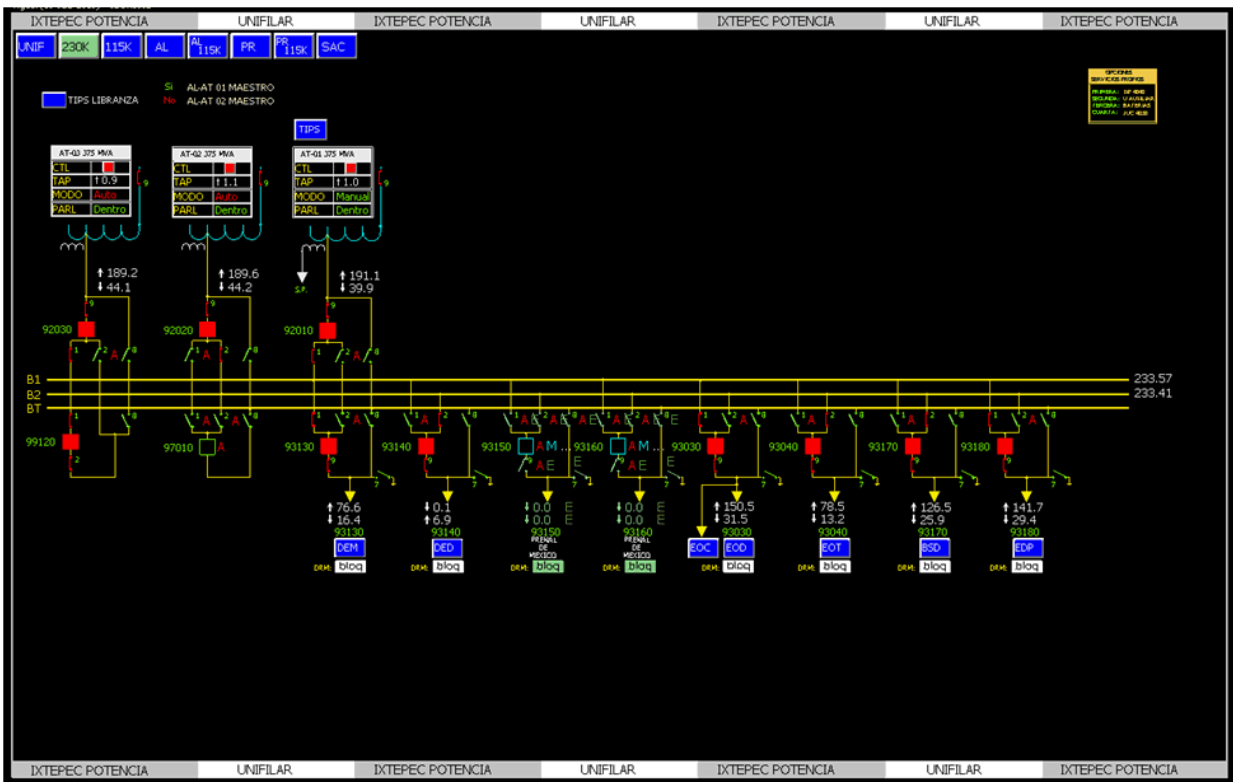


Figura 3.2 Centrales Eólicas conectadas en IPO 230 KV

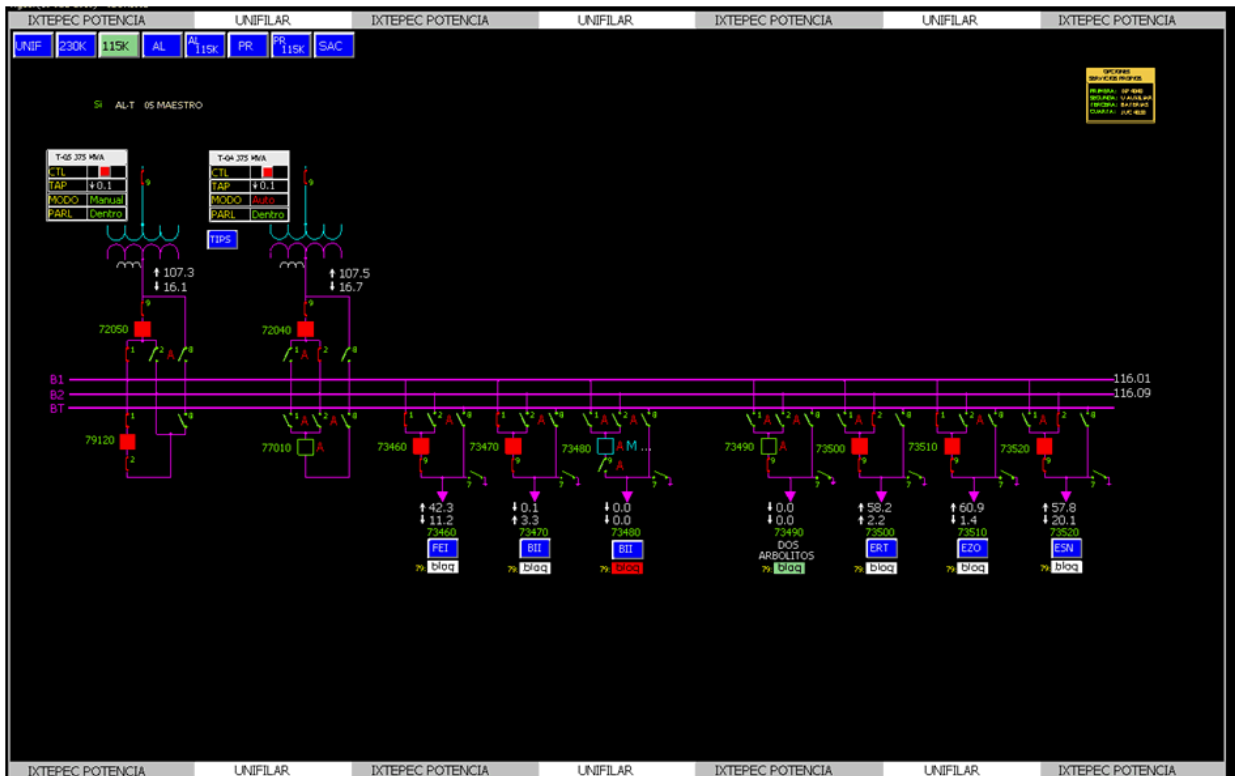


Figura 3.3 Centrales Eólicas conectadas en IPO 115 KV

### 3.3.1. NORMATIVA LEGAL APLICABLE A CENTRALES EÓLICAS Y LAS ESPECIFICACIONES PARA CONTROL DE POTENCIA ACTIVA.

Para este caso de estudio, se hará énfasis en las Reglas Generales de Interconexión en los apartados de requerimientos para alta tensión (AT). He aquí una transcripción de los apartados que se tomarán como referencia para el análisis de las lógicas de control [3]:

- Para Control de Voltaje:

*De 69 a 400 kV*

*En lo que respecta al parque de generación eólica el rango será de 5% de la tensión nominal y hasta un 10% en condiciones de emergencia [3].*



*POTENCIA REACTIVA.*

*La fuente de energía debe tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa, y ajustar sus reactivos a solicitud del Suministrador.*

*Las fuentes de energía interconectadas en media y alta tensión deberán contar con capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto. Para el caso de las fuentes de energía de capacidad mayor a 10 MW deben participar en el control de tensión [3].*

- *Para control de frecuencia:*

*Capacidad de generación [3].*

*Dependerá de los estudios técnicos y de seguridad operativa realizados por el Suministrador, de la ubicación del punto de Interconexión y de la disponibilidad de la infraestructura del Sistema en la región correspondiente.*

*Las fuentes de energía deben ser capaces de operar, ante cambios de frecuencia, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 3.1. El ajuste del tiempo será determinado por el Suministrador [3].*

*Para fuentes de energía eólicas las frecuencias de corte se indican en la Tabla 3.1.*

Tabla 3.1. Tiempos de respuesta ante frecuencias anormales para aerogeneradores.

<b>Frecuencia de corte Rango de frecuencia (Hz)</b>	<b>Tiempo de ajuste de la protección</b>
<i>Frecuencia &gt; 62</i>	<i>Instantáneo</i>
<i>57.5 = frecuencia = 62.0</i>	<i>Operación continua</i>
<i>Frecuencia &lt; 57.5 Hz</i>	<i>Instantáneo</i>



*Esquemas de control de confiabilidad [3].*

*El permisionario deberá poner a disposición de la Comisión (CFE), en el punto de interconexión, las mediciones, señales, canales de comunicación y demás infraestructura necesarias para que ésta pueda implementar:*

- *Disparo automático de generación (DAG)*
- *Disparo automático de carga (DAC)*
- *Control de tensión*
- *Control de frecuencia*
- *Control de generación*

*Los controles anteriores que apliquen para cada caso, son necesarios para mantener la confiabilidad del sistema y tales acciones serán evaluadas y controladas desde el centro de control correspondiente del CENACE” [3].*

## **3.4 MÉTODO**

Con la incorporación de un número importante de parques eólicos al SEN, se ha tenido la necesidad de extender la red eléctrica en tres niveles de tensión: 400, 230 y 115 kV, con la finalidad de contar con los medios necesarios para inyectar la generación eólica a la red de transmisión de 400 kV (red troncal) y, con ello, transportarla hacia la zona metropolitana del país. La red resultante hasta el momento es radial y consta de dos líneas de transmisión (LT), de 135.8 km que van de la subestación (S.E.) Ixtepec Potencia (IPO), a la S.E. Juile, (JUI), lo cual, ha provocado que se presenten problemáticas operativas muy puntuales como de control de voltaje.

El ingeniero operador cuenta con diferentes elementos, tanto pasivos (reactores o capacitores) como activos (CEV), para el control de voltaje en la zona. Sin embargo, dichos elementos no son suficientes para escenarios operativos muy particulares, por ejemplo, cuando se presenta una baja demanda en el SEN, una



baja transmisión del sureste al centro de país, cuando no hay condiciones de viento para la generación eólica e incluso cuando fallan equipos primarios como el CEV de la subestación IPO. Bajo este escenario, prácticamente no se tienen recursos para el control de voltaje, incurriendo en operaciones fuera de banda comprometida. Es por ello, que en el ACOR se han diseñado e implementado diferentes herramientas que permiten contribuir al control de voltaje. Dichas herramientas consisten en un esquema de acción remedial (EAR) basado en un disparo automático de línea (DAL) y en una aplicación en tiempo real denominada control coordinado de voltaje (CCV).

El control de voltaje ha sido uno de los principales objetivos de estudio con la incorporación de nueva red por la interconexión de parques eólicos a gran escala en la zona del Istmo; sin embargo, el incremento en la penetración de parques eólicos conectados en la S.E. IPO ha ocasionado que, también, se centre la atención en el diseño e implementación de EAR y aplicaciones en tiempo real para el control de potencia activa proveniente de dichas centrales, con el objetivo de evitar que el equipo primario (líneas de transmisión y bancos de transformación) opere bajo condiciones nominales o incluso bajo condiciones de sobrecarga que pongan en riesgo la integridad del SEN.

Para evitar dicha problemática, actualmente, se cuenta con una aplicación en tiempo real, la cual, corresponde a un EAR denominado Disparo Automático de Generación (DAG), enfocado en desconectar de forma controlada un monto definido de generación eólica proveniente de los parques eólicos conectados ya sea en IPO 230 kV y/o en IPO 115 kV. El DAG de IPO se resume en la Tabla 3.2.



Tabla 3.2.- Resumen del esquemas de disparo automáticos de generación de S.E. IPO

EAR	PARQUES EÓLICOS INVOLUCRADOS	CONDICIÓN DE OPERACIÓN	CONDICIÓN PARA POSICIONAR GENERACIÓN EN DAG
DAG 1	IPO 115 kV	DISPARO DE IPO T4 ó IPO T5	FLUJO EN EL CORTE $IPO\ T4 + IPO\ T5 > 375\ MW$
DAG 2	IPO 230 kV	DISPARO DE IPO AT1, IPO AT2 ó IPO AT3	FLUJO EN EL CORTE $IPO\ AT1 + IPOAT2 + IPO\ AT3 > 750\ MW$
DAG 3	IPO 230 kV	DISPARO DE DOS AUTOTRANSFORMADORES 400/230 kV SIMULTÁNEOS	FLUJO EN EL CORTE $IPO\ AT1 + IPO\ AT2 + IPO\ AT3 > 375\ MW$
DAG 4	IPO 115 kV IPO 230 kV	DISPARO DE UNA LT: IPO A3V30 JUI ó IPO A3V40 JUI	FLUJO EN EL CORTE $IPO\ A3V30\ JUI + IPO\ A3V40\ JUI > 1100\ MW$

Como se puede apreciar en la Tabla 3.2, el DAG de IPO en su primer etapa está conformado por cuatro EAR, los cuales, tienen como objetivo resguardar la integridad del sistema en caso de alguna contingencia en particular, ya sea el disparo de uno o dos bancos de transformación o bien el disparo de una LT. El monto de generación eólica que se dispara corresponde al excedente con respecto a las condiciones establecidas en los cortes reportados en la Tabla 3.2. Por ejemplo, si se tienen 1200 MW de generación total en S.E. IPO (IPO 115 kV + IPO 230 kV), ante disparo de una LT de IPO-JUI se disparan 100 MW (repartidos entre los parques eólicos de IPO 115 kV e IPO 230 kV), evitando que la LT que queda en servicio opere con más de 1100 MW. Del mismo modo, operan los otros EAR involucrados en el DAG de IPO, contemplando sus respectivos equipos y limitantes.



### 3.4.1 LÓGICAS DE CONTROL DE VOLTAJE ACTUALES PARA LOS PARQUES EÓLICOS DEL ISTMO DE TEHUANTEPEC

Los ingenieros operadores del ACOR cuentan con diferentes elementos, tanto pasivos (reactores o capacitores) como activos (CEV) para el control de voltaje en la zona del Istmo de Tehuantepec. Sin embargo, dichos elementos no son suficientes para escenarios operativos muy particulares, como por ejemplo:

- Cuando se presenta una baja demanda en el SEN,
- Para un flujo bajo del sureste al centro de país,
- Cuando no hay condiciones de viento para la generación eólica e incluso,
- Cuando fallan equipos primarios como el IPO CEV.

Bajo estos escenarios prácticamente no se tiene recursos para el control de voltaje incurriendo en operaciones fuera de banda comprometida, es por ello que, para dichas condiciones, se ha diseñado e implementado diferentes herramientas que permiten contribuir al control de voltaje en la zona, pero con particularidades para cada central generadora. Dichas herramientas consisten en:

- a) Un esquema de acción remedial basado en un DAL.
- b) Una aplicación en tiempo real denominada control coordinado de voltaje (CCV).

Los diferentes EAR utilizados en la CFE se encuentran definidos y estandarizados en [25].

- a) El funcionamiento del DAL, implementado en la S.E. IPO 400 kV, consiste en enviar la apertura automática de los interruptores propios de la LT IPO A3V40 JUI, cuando se presenten voltajes superiores a 425 kV, reduciendo directamente el voltaje hasta en 6 kV regresándolo a condiciones seguras de operación [26]. Este escenario se ha presentado en condiciones de baja



generación eólica y con la pérdida por falla o mantenimiento de emergencia del IPO CEV.

- b) Por otra parte, el objetivo de la aplicación CCV es incrementar la reserva de potencia reactiva dinámica, descargando el IPO CEV mediante el control de factor de potencia de los parques eólicos, asegurando una mejor condición para amortiguar los cambios de voltaje, debido a diferentes condiciones operativas del sistema eléctrico [11].

Como se puede apreciar, el CCV es el que impacta de forma directa el control de voltaje y optimiza el uso de las fuentes de potencia reactiva disponibles. Recordando que “las fuentes de energía eólica deberán contar con la capacidad de ajustar su factor de potencia en un rango de 0.95 en atraso o adelanto” [3], es por todo lo anterior que el CCV utilizado, tiene la siguiente lógica de operación:

- Se ejecuta automáticamente cada tres minutos.
- La salida del CCV es el factor de potencia deseado, mismo factor de potencia para cada parque eólico, **no envía acciones de control a IPO CEV.**
- En caso de ser necesario permite al Operador desconectar algún(os) parque(s) eólico(s) del CCV.

### **Estando en servicio el IPO CEV:**

- Maximiza la reserva de potencia reactiva en IPO CEV.
- El control continuo de voltaje, es decir, la regulación primaria de voltaje, lo realiza el IPO CEV.

### **Estando desconectado el IPO CEV:**

- Regula el voltaje en IPO-400 de acuerdo al voltaje de referencia.

Se tiene habilitado un “seguidor”, para que en caso de disparo del IPO CEV, automáticamente se conmute al modo *IPO-CEV desconectado*, tomando como voltaje de referencia para IPO-400 el valor de voltaje que tenía especificado el IPO CEV previamente al disparo.

En la Figura 3.4, se muestra el comportamiento de la potencia reactiva en IPO CEV y en los parques eólicos ante la variación de la generación eólica del 24 de febrero de 2014.



Figura 3.4 Control Coordinado de Voltaje Centrales Eólicas

Como se puede observar, la modulación del factor de potencia que realiza el CCV permite:

- Reducir la potencia reactiva de IPO CEV y, con ello, incrementar la reserva dinámica de potencia reactiva.
- En condiciones de alto viento no se requiere ajustar el FP al límite (0.95).

- A partir de las 11:30 hrs, con generación eólica de 212 MW, IPO CEV se mantuvo con  $Q < 100$  MVAR (equivalente a tener una reserva del 66% de su capacidad).

En la Figura 3.5, se muestra el comportamiento de la potencia activa en MW, inyectada por los parques eólicos en la Subestación IPO, en un periodo de 24 horas ocurrido el 24 de febrero de 2014, pasando de nula inyección de generación a casi 800 MW entre las 13:00 y 19:00 horas.

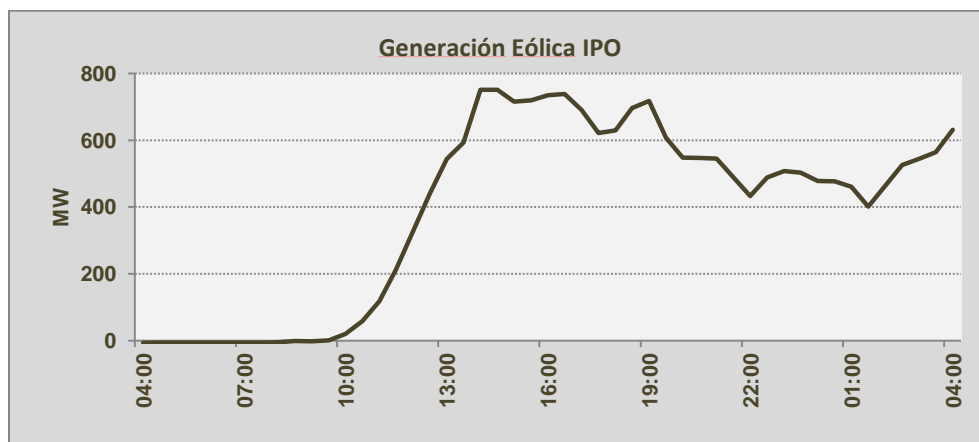


Figura 3.5 Comportamiento de la potencia activa en S.E. IPO 20140224

En la Figura 3.6, se muestra el comportamiento de la potencia reactiva en MVAR, absorbida por el CEV de la Subestación IPO, en un periodo de 24 horas ocurrido el 24 de febrero de 2014, pasando de una absorción de 200 MVAR en el punto 1 de la curva, cuando se tiene nula generación eólica, a optimizar la reserva del IPO CEV, entre los puntos 2 y 3, en donde la absorción de potencia reactiva se realiza con los parques eólicos, estando el IPO CEV en menos de 50 MVAR de absorción. En el punto 4 con aproximadamente 400 MW de generación eólica, se tiene una absorción de potencia reactiva de 75 MW aproximadamente.

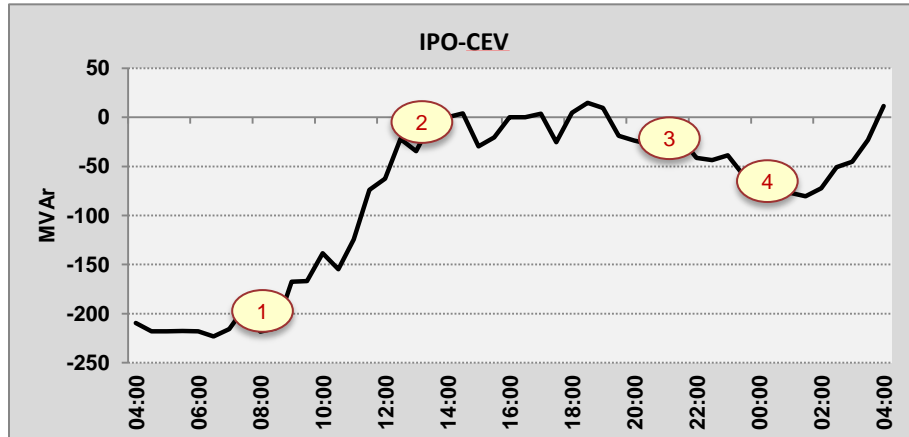


Figura 3.6 Comportamiento de la potencia reactiva el 20140224

En la Figura 3.7, se muestra el comportamiento de la potencia reactiva dejada de consumir por el IPO CEV, en MVAR, misma que fue absorbida por las centrales eólicas por acción del CCV, en un periodo de 24 horas ocurrido el 24 de febrero de 2014. Se observa, que en los horarios en que el IPO CEV está más descargado, se tiene una mayor participación de los parques eólicos, por la acción del CCV.

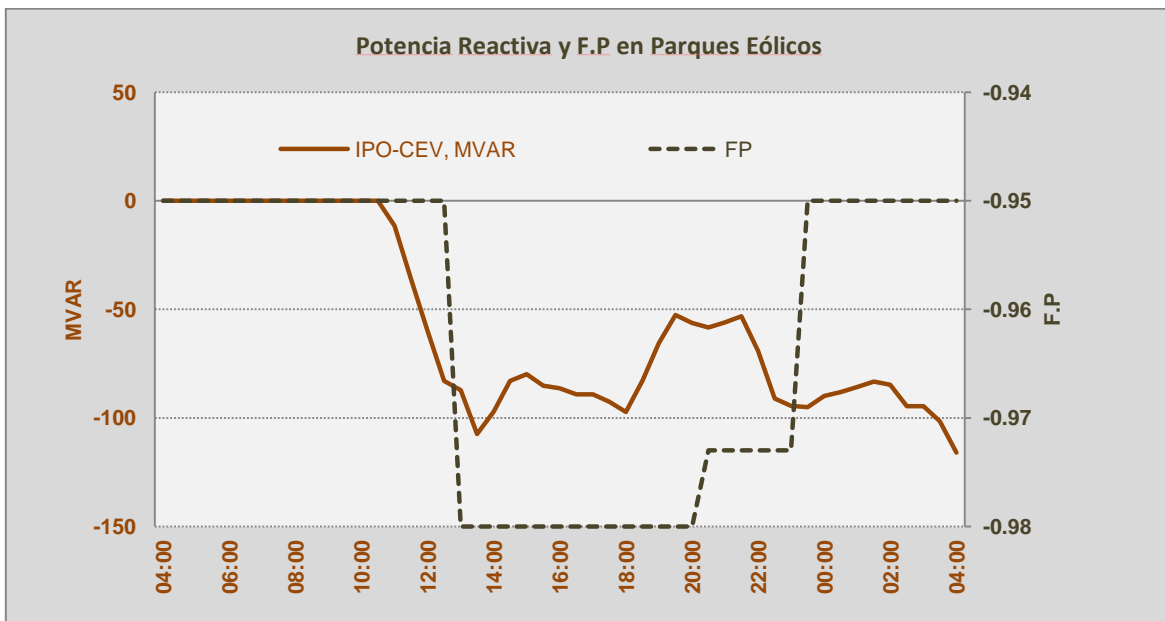


Figura 3.7 Comparativo de MVAR's vs F.P.

Para una rápida comprensión de la lógica de control del CCV se anexa diagrama esquemático de la lógica en la Figura 3.8.

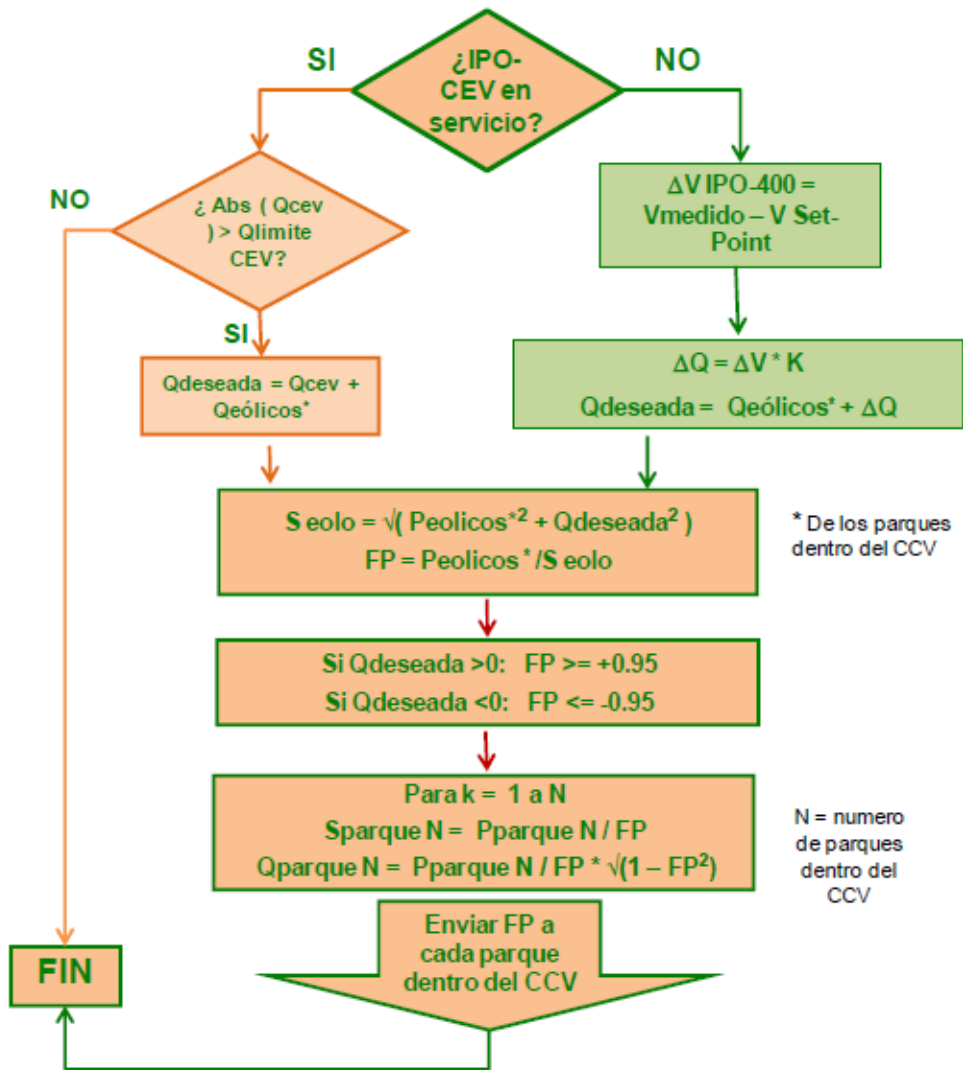


Figura 3.8.- Diagrama esquemático de la lógica de control del CCV [11].

Actualmente, esta lógica de control está aplicada de manera diferente en cada central eólica, como se describe en el cuadro comparativo de la Tabla 3.3.



Tabla 3.3 Comparativo de la aplicación de la lógica de control para varias centrales eólicas.

<b>Central</b>	<b>Capacidad (MW)</b>	<b>Diferencia conceptual</b>
Fuerza Eólica del Istmo	80	No cuenta con un control automático de potencia reactiva, tiempo de respuesta 3 horas para cumplir consigna verbal.
El Retiro	74	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 2 minutos, a 3 dígitos.
Zopiloapan	70	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 2 minutos, a 2 dígitos.
Stipa Nayya	74	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 2 minutos, a 2 dígitos.
Demex	90	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 2 minutos, a 2 dígitos.
Bii Stinú Dos	142	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 2 minutos, a 2 dígitos.
Oaxaca Dos	102	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 2 minutos, a 2 dígitos.
Oaxaca tres	102	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 2 minutos, a 2 dígitos.
Oaxaca Cuatro	102	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 2 minutos, a 2 dígitos.
Eoliatec del Pacífico	160	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 2 minutos, a 2 dígitos.
Demex Dos	138 Futuro	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 30 segundos, a 3 dígitos.
Bii Hioxo	234 Futuro	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 30 segundos, a 3 dígitos.
Dos arbolitos	70 Futuro	Consigna automática de factor de potencia, con respuesta de 30 segundos, a 3 dígitos.

En la Figura 3.9, se muestra el diagrama unifilar de la red asociada las centrales eólicas mencionadas en la Tabla 3.3 y su ubicación eléctrica en la red del Istmo de Tehuantepec.

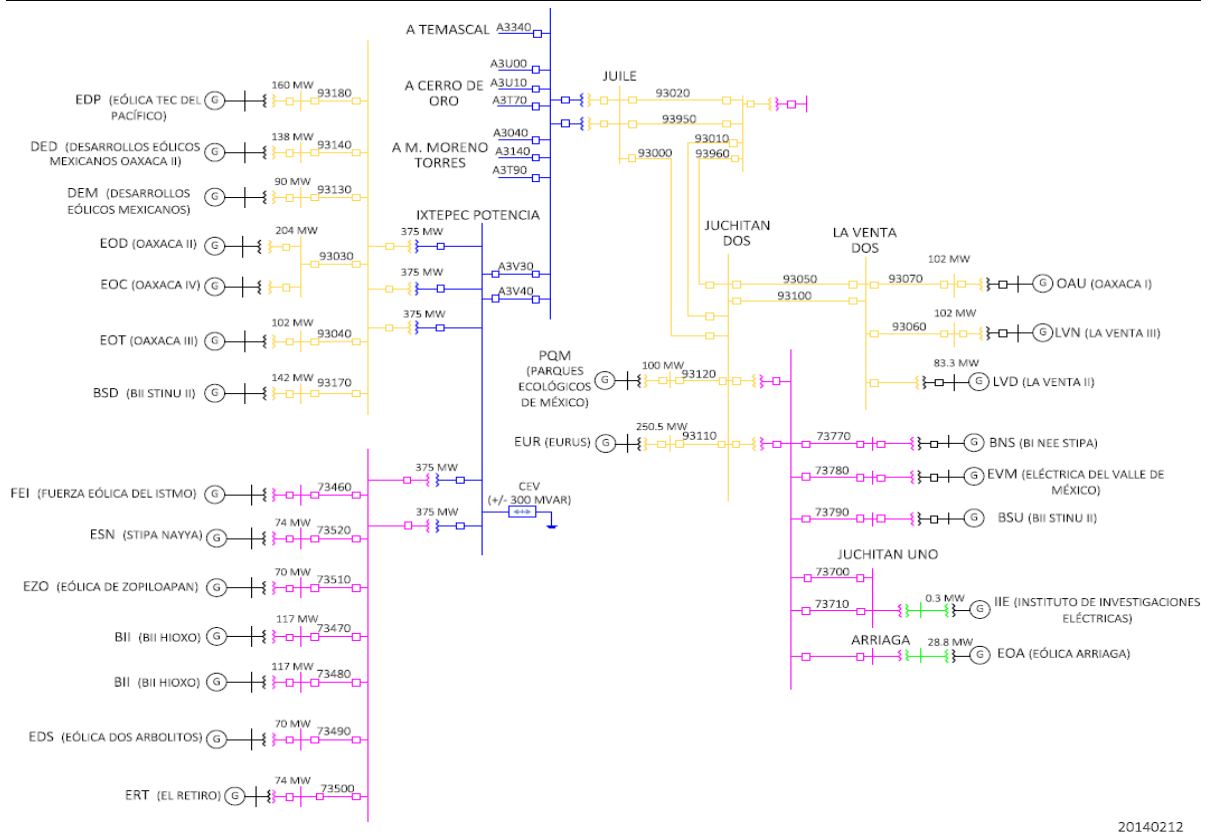


Figura 3.9 Diagrama unifilar red asociada a la Centrales Eólicas del Istmo de Tehuantepec

### 3.4.2 LÓGICAS DE CONTROL DE FRECUENCIA ACTUALES PARA LOS PARQUES EÓLICOS DEL ISTMO DE TEHUANTEPEC

La normativa vigente en materia de control de frecuencia para centrales generadoras eólicas, establece el ¿qué debe cumplir? [3], en base al criterio 3.1.2 capacidad de generación, en donde se establece la obligatoriedad para las centrales generadoras eólicas de tener la capacidad de responder a cambios de frecuencia, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 3.1.

En entrevista con el personal del ACOR, encargado de la operación de las centrales eólicas del Istmo de Tehuantepec, informaron lo siguiente:



Actualmente, la normativa legal aplicable para centrales generadoras eólicas [3], solo establece que, ante eventos de frecuencia (pérdida de carga o generación por fallas en la red eléctrica), las centrales generadoras eólicas deberán permanecer conectadas a la red eléctrica y a potencia constante ante variaciones de 57.5 y 62 Hz, condición que se evalúa en cada evento de frecuencia del SEN, aunque desde 2006 a la fecha, no se ha registrado ningún evento que cause desviaciones de frecuencia fuera de estos valores, ni se han registrado incumplimientos por parte de las centrales generadoras eólicas.

Las centrales eólicas actuales no participan del control de regulación primaria de la frecuencia (esto es subir o bajar su potencia activa en función de la frecuencia) ni en el control de regulación secundaria (pulsos de control en las centrales generadoras recibidos de los centros de control para corrección de la frecuencia en un rango de  $\pm 0.05$  hz).

En conclusión, en las centrales generadoras eólicas actuales no existe una lógica de control para subir o bajar de forma automática la potencia activa, tal y como lo hacen las centrales generadoras hidráulicas y térmicas actuales.



### 3.4.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS LÓGICAS DE CONTROL DE VOLTAJE Y FRECUENCIA UTILIZADAS

#### FRECUENCIA

De lo analizado en la sección 3.4.2, se identifica las ventajas y desventajas de los ajustes existentes en las Centrales Eólicas mostradas en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Ventajas y desventajas de ajustes desde el punto de vista de frecuencia para centrales eólicas.

<b>Descripción</b>	<b>Evaluación</b>
<b>OPERACIÓN CONTINUA DE POTENCIA ACTIVA EN EL RANGO DE FRECUENCIA 57.5 A 62 HZ.</b>	
Ante pérdida súbita de generación diferente a la eólica en el sistema eléctrico, las centrales eólicas mantendrán su generación constante y como operan a generación máxima (en función de la disponibilidad de viento), no contribuyen en la baja frecuencia.	Ventaja 1
Ante pérdida súbita de carga en el sistema eléctrico, las centrales eólicas mantendrán su generación constante y como operan a generación máxima (en función de la disponibilidad de viento), contribuyen en la alta frecuencia ocasionada.	Desventaja 1
<b>DISPARO DE POTENCIA ACTIVA EN FRECUENCIA MENORES A 57.5 Y MAYORES A 62 HZ.</b>	
Disparo de aerogeneradores para frecuencias mayores a 62 Hz.	Ventaja 2
Disparo de aerogeneradores para frecuencias menores a 57.5 Hz.	Desventaja 2
<b>REGULACIÓN DE FRECUENCIA PRIMARIA Y SECUNDARIA</b>	
Sin regulación primaria	Desventaja 3
Sin regulación secundaria	Desventaja 4



## VOLTAJE

De lo analizado en el punto 3.4.1, se identifican las ventajas y desventajas de los ajustes existentes en las centrales eólicas mostradas en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Ventajas y desventajas de ajustes desde el punto de vista de voltaje para centrales eólicas.

Descripción	Evaluación
<b>DISPARO AUTOMÁTICO DE LÍNEA.</b>	
Ante pérdida de elementos pasivos (Capacitores y reactores de línea y bus) y activos (CEV's) de control de altos voltajes, la apertura de líneas descargadas reduce los niveles de voltaje.	Ventaja 1
Apertura de líneas, disminuye la seguridad y redundancia de red eléctrica.	Desventaja 1
<b>MODIFICACIÓN MANUAL DE FACTOR DE POTENCIA</b>	
El cambio de consigna de factor de potencia de forma manual en las centrales eólicas (Como el caso de Fuerza Eólica del Istmo), con tiempos de 3 horas en ajustar todos los parques ocasiona lentitud en la respuesta.	Desventaja 2
Ante cambios variables de velocidad del viento, hace variar la potencia activa inyectada y el requerimiento de cambio de factor de potencia durante el día, implicará de 4 a 6 cambios de consigna al día (Ver Figura 3.10 comportamiento de días atípicos de generación eólica).	Desventaja 3
<b>MODIFICACIÓN AUTOMÁTICA DE FACTOR DE POTENCIA</b>	
Respuesta de cambio de consigna de factor de potencia de 2 minutos con 2 dígitos (+0.95, +0.96, +0.97, +0.98, +0.99, 1.0, -0.99, -0.98, -0.97, -0.96, -0.95).	Ventaja 2
Respuesta de cambio de consigna de factor de potencia de 2 minutos con 3 dígitos desde +0.950 a -0.950 en pasos de 0.001.	Ventaja 3

En la Figura 3.10, se muestra el comportamiento de las centrales eólicas conectadas en el Istmo de Tehuantepec en un día típico, con la línea roja se muestra el pronóstico de generación eólica, en la línea verde se muestra la potencia real en MW y con flechas se indican los cambios de factor de potencia realizados en un día.

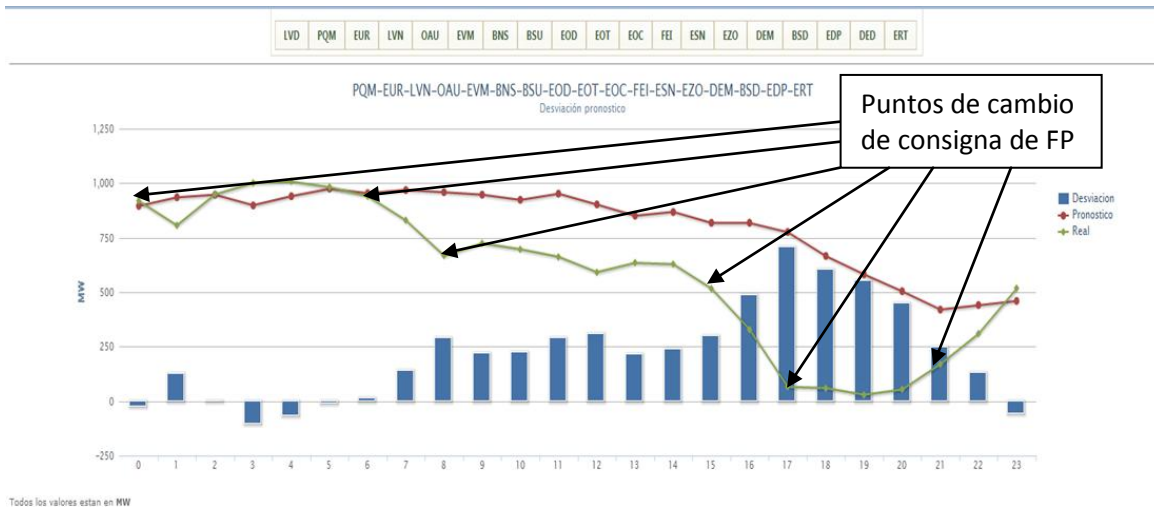


Figura 3.10 Comportamiento de días atípicos de generación eólica.

### 3.4.4. ANÁLISIS DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS LÓGICAS DE CONTROL DE VOLTAJE Y FRECUENCIA ACTUALES FRECUENCIA.

De las ventajas y desventajas enunciadas en 3.4.3, referente a los diferentes ajustes implementados para su operación constante y de disparos, se concluye lo presentado en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Conclusiones en frecuencia acerca de los ajustes implantados para centrales eólicas.

Análisis	Conclusión
Ventaja 1.- Ante pérdida súbita de generación diferente a la eólica en el SEP, las centrales eólicas mantendrán su generación constante y como operan a generación máxima (en función de la disponibilidad de viento), no contribuyen en la baja frecuencia	



<b>Análisis</b>	<b>Conclusión</b>
Para la operación de sistemas eléctricos de potencia es deseable que las Centrales Generadoras que operan en su máxima capacidad nominal, se mantengan generando potencia activa al máximo, por lo que ayuda a que no se degrade más la frecuencia.	Mantener esta condición de operación en las centrales eólicas.
<b>Ventaja 2.- Disparo de aerogeneradores para frecuencias mayores a 62 Hz.</b>	
Ante la ocurrencia de disturbios en la red eléctrica que como resultado causen que la frecuencia exceda los 62 Hz, es deseable el disparo de generación, pero de manera controlada y escalonada para lograr la estabilidad del SEN. Considerar el bias de la frecuencia (MW/dHz), ya que el total de la generación eólica en operación no deberá exceder el rango de 2.7 Hz (variación entre 62 y 59.3 Hz).	Mantener esta condición de operación vigilando no exceder un corte de 9450 MW. Si se considera un bias de 350 MW/dHz, al día de hoy se podrá realizar un corte de generación hasta antes de operar el primer paso de corte de carga por baja frecuencia de: $MW = 350 * 27 = 9450 MW$
<b>Desventaja 1.-</b> Ante pérdida súbita de carga en el sistema eléctrico, las centrales eólicas mantendrán su generación constante y como operan a generación máxima (en función de la disponibilidad de viento), contribuyen en la alta frecuencia ocasionada.	
Al no participar en la disminución de potencia activa para frecuencias entre 61 – 62 Hz, la frecuencia del sistema eléctrico no se restablece. En la actualidad el Centro Nacional de Control de Energía mantiene una reserva en promedio de esta 2 dHz, por	Se requiere del diseño e implementación de una lógica de control que permita realizar el ajuste de la frecuencia en pocos segundos, por medio de <b>“Consignas de limitación de potencia activa”</b> . <b>Las centrales eólicas actualmente no</b>



lo que recuperar 18 dHz, implica la desconexión de 6300 MW (considerando un vías de 350 MW/dHz).	<b>cuentan con un control de este tipo.</b>
Desventaja 2.- Disparo de aerogeneradores para frecuencias menores a 57.5 Hz	
El disparo de generadores cuando la frecuencia esté por debajo de 57.5 Hz, implica que con la finalidad de proteger a los generadores, el SEP se lleve a un colapso total o parcial, ya que para cuando la frecuencia eléctrica llegue a 57.5 Hz, ya se habrán operado los esquemas automáticos de corte de carga configurados en el SEP en 59.3,59.2,59.1, 58.9, 58.7 y 58.5 Hz.	Ajuste de protección de generadores para bajas frecuencias necesaria. Como medida preventiva los centros de control deberán mantener vigentes sus “Procedimientos de restablecimiento del sistema eléctrico de potencia en caso de colapso total”, así como del entrenamiento de sus ingenieros operadores para la ejecución de los mismos.
Desventaja 3.- Sin regulación primaria	
Al ocurrir disturbios en el sistema eléctrico de potencia, de pérdida de carga o de generación, los generadores eólicos no responden a recuperar la frecuencia a su estado nominal (60 Hz), dejando dicha función a los generadores del tipo Hidráulico, térmico, nuclear o de ciclo combinado.	Elaborar propuesta de modificación de la normativa legal aplicable vigente, para que considere la participación en regulación primaria de centrales eólicas, con una banda muerta de $\pm 0.05$ Hz.
Desventaja 4.- Sin regulación secundaria.	
Con la finalidad de realizar la corrección de la frecuencia en condiciones de estado estable, por las entradas y salidas de carga, las centrales eólicas no participan de los pulsos del control automático de generación de las áreas	Elaborar propuesta de modificación de la normativa legal aplicable vigente, para que considere la participación en regulación secundaria de centrales eólicas, en un rango de $\pm 10\%$ de la generación instantánea (acotando su



de control (CAG), por lo que la corrección de la frecuencia la realizan las centrales generadoras hidráulicas, térmicas y nucleares.	participación a cuando menos a valores superiores al 60% de su capacidad máxima)
--	--

Del análisis anterior se concluye:

1. Se requiere llevar al foro de revisión de las “Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permisionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente”, los criterios de Regulación Primaria y Regulación secundaria. En caso de lograr este cambio en la legislación, se requiere del diseño de una lógica de control de generación (Consignas para subir o bajar potencia activa).
2. Para los casos en que se presente eventos que impliquen el disparo de carga y que como consecuencia produzcan alta frecuencia, se requiere del diseño de una lógica de control para consignas de limitación de potencia activa en centrales eólicas.
3. Para la lógica de control de generación del punto 1, se puede utilizar como primera etapa, la lógica de control para consignas de limitación de potencia activa.

## VOLTAJE.

De las ventajas y desventajas enunciadas en 3.4.3, referente a los diferentes ajustes implementados para su operación constante y de disparos, se concluye:

Tabla 3.7 Conclusiones en voltaje acerca de los ajustes implantados para centrales eólicas.

Análisis	Conclusión
Ventaja 1.- Ante pérdida de elementos pasivos (Capacitores y reactores de línea y bus) y activos (CEV’s) de control de altos voltajes, la apertura de líneas descargadas reduce los niveles de voltaje	



<b>Análisis</b>	<b>Conclusión</b>
Con la restricción de elementos de compensación reactiva, coincidente con redes de transmisión descargas, la apertura de líneas modifica la impedancia de la red, ocasionando reducir los niveles de tensión.	En función del equipamiento de los nodos colectores de generación, mantener el uso de disparos automáticos de líneas para controlar los valores de voltaje en nivel nominales.
Ventaja 2.- Modificación de factor de potencia automática. Respuesta de cambio de consigna de factor de potencia de 2 minutos con 2 dígitos (+0.95, +0.96, +0.97, +0.98, +0.99, 1.0, -0.99, -0.98, -0.97, -0.96, -0.95).	
Permite regular en 10 pasos, los niveles de la potencia reactiva a inyectar o absorber por parte de los generadores eólicos, con un tiempo de respuesta aceptable comparado con la forma manual de respuesta de hasta 3 horas.	Estandarizar lógica de control de factor de potencia a la opción de mayor número de pasos con el menor tiempo.
Ventaja 3.- Modificación de factor de potencia automática. Respuesta de cambio de consigna de factor de potencia de 2 minutos con 3 dígitos desde +0.950 a -0.950 en pasos de 0.001	
Permite regular en 100 pasos, los niveles de la potencia reactiva a inyectar o absorber por parte de los generadores eólicos, con un tiempo de respuesta aceptable comparado con la forma manual de respuesta de hasta 3 horas.	Estandarizar lógica de control de factor de potencia a la opción de mayor número de pasos con el menor tiempo.
Desventaja 1.- Apertura de líneas, disminuye la seguridad y redundancia de red eléctrica.	



<b>Análisis</b>	<b>Conclusión</b>
<p>Aunque el abrir líneas de transmisión permite reducir los niveles de tensión por la modificación de las inductancias entre las subestaciones, también se reducen los niveles de seguridad de la red operativa al contar con menos elementos conectados en la red eléctrica (menor redundancia).</p>	<p>Diseñar lógica de limitación de potencia activa por condiciones de seguridad operativa.</p> <p>Considerar en el análisis los diferentes escenarios de apertura automática (fallas) o manual (por licencia o emergencias) de una línea de transmisión o transformador de potencia asociados a la subestación colectora.</p>
<p>Desventaja 2.- Modificación de factor de potencia manual. El cambio de consigna de factor de potencia de manual en las Centrales Eólicas (Como el caso de Fuerza Eólica del Istmo), con tiempos de 3 horas en ajustar todos los parques ocasiona lentitud en la respuesta.</p>	
<p>De acuerdo a la normativa legal aplicable todos los aerogeneradores tiene la capacidad de ajustar sus valores de factor de potencia, sin embargo para el caso de aquellas centrales donde el cambio de consigna de FP no está automatizado y adicionalmente no cuentan con ingenieros operadores de 24 horas, el proceso de cambio de consigna no es eficiente, ya que como se observa en la Figura 3.10, en un día se pueden requerir 6 cambios de consignas (18 horas).</p>	<p>Estandarizar lógica de control de factor de potencia a la opción de mayor número de pasos con el menor tiempo.</p>



<b>Análisis</b>	<b>Conclusión</b>
Desventaja 3.- Modificación de Factor de Potencia manual. Ante cambios variables de velocidad del viento, hace variar la potencia activa inyectada y el requerimiento de cambio de factor de potencia durante el día, implicará de 4 a 6 cambios de consigna al día.	
De acuerdo a la normativa legal aplicable todos los aerogeneradores tiene la capacidad de ajustar sus valores de factor de potencia, sin embargo para el caso de aquellas Centrales donde el cambio de consigna de FP no está automatizado y adicionalmente no cuentan con ingenieros operadores de 24 horas, el proceso de cambio de consigna no es eficiente, ya que como se observó en la Figura 3.10, en un día se pueden requerir 6 cambios de consignas (en 18 horas).	Estandarizar lógica de control de factor de potencia a la opción de mayor número de pasos con el menor tiempo.

Del análisis anterior se concluye que se requiere:

1. Mantener con un diseño particular a la red eléctrica asociada a las centrales eólicas, los disparos automáticos de línea para controlar el voltaje de la red eléctrica en su valor nominal, ante condiciones de red descargada y falta de recursos de compensación reactiva.
2. Estandarizar lógica de control de factor de potencia a la opción de mayor número de pasos con el menor tiempo.
3. Diseñar una lógica de limitación de potencia activa por condiciones de seguridad operativa, considerando la pérdida de líneas o transformadores de la subestación colectora.



### **3.4.5. DEFINICIÓN DEL REQUERIMIENTO DE UNA LÓGICA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA**

A continuación, se presentan los análisis de los 4 escenarios identificados dentro del diseño de la lógica de control para la limitación de generación de potencia activa en centrales eólicas, los cuales, son evaluados en conjunto con el DAG de IPO (Tabla 3.2), esto con la finalidad de reproducir lo que pasaría en tiempo real, considerando en funcionamiento tanto la aplicación del DAG como la aplicación de limitación de generación eólica que se propone. Estos casos de estudio fueron evaluados con el programa DSA Tools® utilizando el modelo del SEN. Este programa realiza una serie de soluciones de flujos de potencia con una frecuencia previamente establecida. Para el caso de este estudio, se consideró una solución de flujos de potencia cada vez que se incrementa en 10 MW la generación eólica.

- **Escenario 1, Disparo de la LT IPO A3V30 JUI**

En la Figura 3.11, se presenta una gráfica de resultados que relaciona el incremento de generación eólica total de IPO con respecto al flujo de MW a través de la LT IPO A3V40 JUI, bajo dos condiciones operativas diferentes. Además, se marcan dos límites, uno correspondiente al límite cuando opera el DAG 4 y otro límite que indica cuál sería la limitante de generación eólica total, considerando la apertura de una LT IPO-JUI. Esta limitante es proporcionada por la lógica de control de generación eólica propuesta en esta tesis.

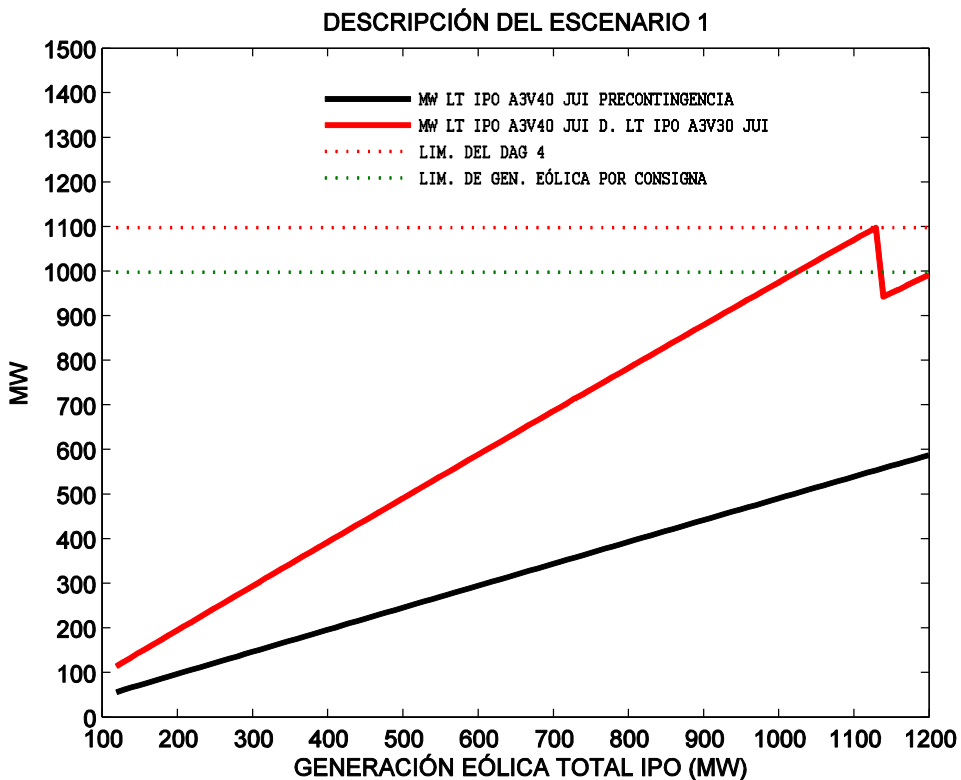


Figura 3.11 Escenario 1, lógica de control de potencia activa

En la Figura 3.11, se presenta el comportamiento de flujo a través de la LT IPO A3V40 JUI en condiciones normales de operación (precontingencia), es decir, con la red completa. También, se presenta el comportamiento de flujo a través de la LT considerando el disparo de la LT paralela IPO A3V30 JUI. Como se observa, se tiene un incremento importante en el flujo a través de la LT IPO A3V40 JUI, por lo que de acuerdo al DAG 4, cuando se tiene un flujo en la suma de la LT IPO-JUI mayor a 1100 MW, se dispara un monto de generación previamente calculado.

En este caso, se propone que el monto sea mayor que el excedente a 1100 MW, de tal forma que exista una banda muerta entre ambos límites, con la finalidad de que se cumplan los objetivos tanto del DAG de IPO como la aplicación de limitación de generación eólica. Por otra parte, de acuerdo a los resultados mostrados en la Figura 3.11, se aprecia que, una vez disparada la línea y operado el DAG 4, si la generación eólica continúa incrementándose y no se limita, la línea IPO A3V40 JUI puede volver a cargarse, con el riesgo que esta dispare por

sobrecarga afectando más de 1300 MW de generación eólica, ocasionando variaciones en la frecuencia del SEN hasta de 3.7 dHz quedando en 59.63 Hz. Entonces, si una vez operado el DAG 4, se envía una consigna de limitación de generación eólica de 1000 MW a los parques eólicos, la línea IPO A3V30 JUI no estará en riesgo de disparar por sobrecarga.

- **Escenario 2, Disparo de un banco de transformación IPO AT DE 400/230 kV.**

En la Figura 3.12, se presentan los resultados que relacionan el incremento de generación eólica de los parques eólicos de IPO 230 kV, con respecto al flujo de potencia activa a través de IPO AT3 400/230 kV, bajo dos condiciones operativas diferentes, con red completa y con el disparo del IPO AT1 400/230 kV, se marcan dos límites, uno correspondiente al límite cuando opera el DAG 2 (750 MW) y otro que indica cuál sería la limitante de generación eólica en IPO 230 kV, considerando la apertura de un autotransformador en IPO (700 MW), la cual, se obtiene de la lógica de control de limitación de generación eólica propuesta en esta tesis.

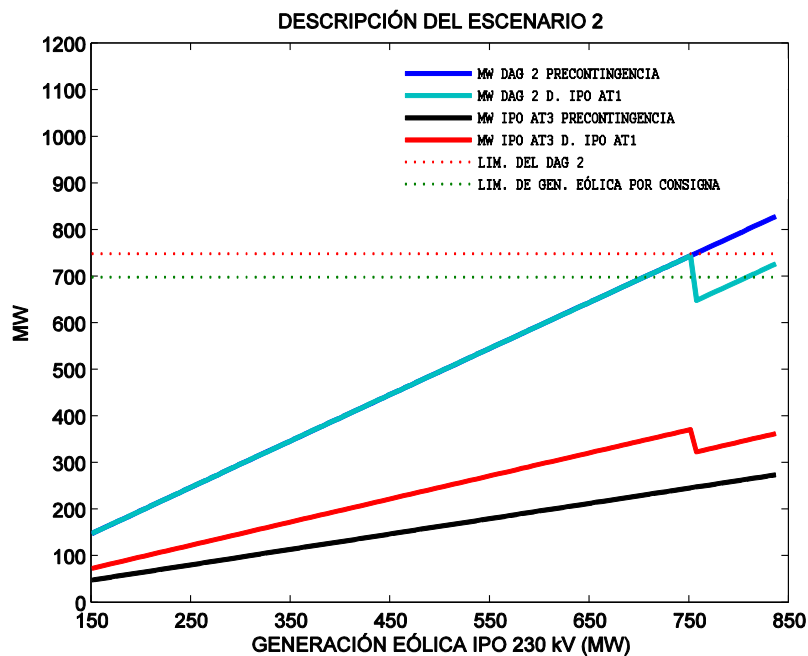


Figura 3.12 Escenario 2, lógica de control de potencia activa.



También, en la Figura 3.12, se ilustra el flujo en el corte del DAG 2 (IPO AT1 + IPO AT2 + IPO AT3) previo y después de la contingencia, respectivamente, en donde se puede apreciar que la operación del DAG 2 se alcanza con una generación eólica en IPO 230 kV de 750 MW; en esta condición, los bancos de autotransformación IPO AT3 400/230 kV e IPO AT2 400/230 kV alcanzan una carga de 375 MW cada uno, de acuerdo a lo establecido en el DAG 2. Derivado de la operación del DAG 2, se afecta un monto de generación eólica previamente calculado, con la finalidad de que la generación resultante quede por debajo del límite establecido por la aplicación de limitación de generación eólica.

En la misma Figura 3.12, se presenta el comportamiento del flujo a través del IPO AT3 400/230 kV, en condiciones normales de operación; también, se presenta el comportamiento del flujo a través del banco de transformación considerando el disparo del IPO AT1 400/230 kV.

También, se puede observar que, en caso que la generación eólica se incremente y no se limite de acuerdo a lo definido por la lógica de control de limitación de generación eólica en 700 MW, los bancos en servicio pueden sobrecargarse y disparar por sobrecarga, afectando más de 800 MW de generación eólica, lo cual ocasionará variaciones en la frecuencia del SEN hasta por 2.28 dHz, quedando en 59.72 Hz.

- **Escenario 3, Disparo de dos bancos de transformación IPO AT 400/230 kV**

La Figura 3.13 presenta una gráfica de resultados que relaciona el incremento de producción de los parques eólicos de IPO 230 kV, con respecto al flujo de potencia activa a través de IPO AT3 400/230 kV bajo condiciones de red completa, así como con el disparo del IPO AT1 400/230 kV y del IPO AT2 400/230 kV en forma simultánea. Además, se marcan dos límites, uno cuando opera el DAG 3 (375 MW) y otro que indica cuál sería la limitante de generación eólica en IPO 230 kV,

considerando la apertura de dos bancos IPO AT (350 MW), la cual, se obtiene de la lógica de control de limitación de generación eólica propuesta en esta tesis.

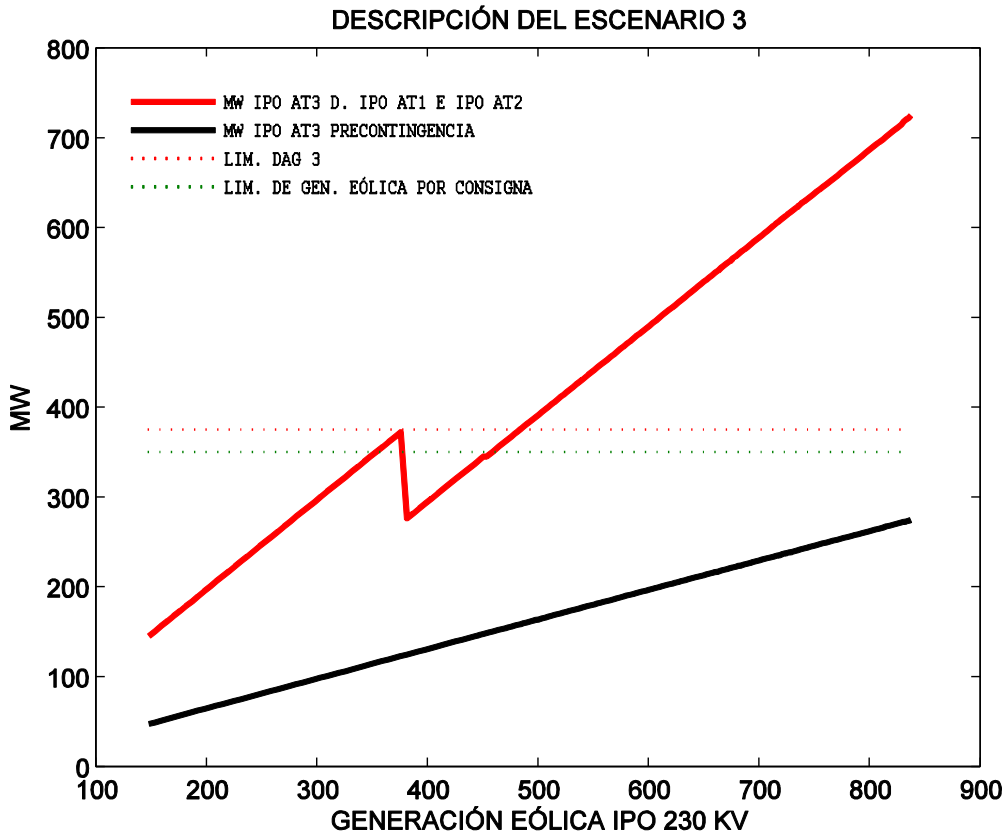


Figura 3.13 Escenario 3, lógica de control de potencia activa.

Como se puede observar en los resultados mostrados en esta Figura 3.13, bajo la condición de perder dos de tres bancos, la restricción de generación eólica debe de ser tal que el banco que quede en servicio no opere sobrecargado. Con esta simulación se comprueba que en caso de que la generación eólica se incremente y no se limite de acuerdo a lo definido por la lógica de control de limitación de generación eólica en 350 MW, el banco en servicio puede sobrecargarse y disparar por sobrecarga afectando más de 350 MW de generación eólica ocasionando variaciones de frecuencia en el SEN de hasta 1 dHz, quedando en 59.9 Hz.

- **Escenario 4, Disparo de un banco de transformación IPO T de 400/115 kV.**

La Figura 3.14 presenta una gráfica de resultados que relaciona el incremento de generación eólica de los parques eólicos de IPO 115 kV con respecto al flujo de potencia activa a través de IPO T5 400/115 kV, bajo condiciones de red completa y con el disparo del IPO T4 400/115 kV. Además, se marcan dos límites, uno cuando opera el DAG 1 (375 MW) y otro que indica cuál sería la limitante de generación eólica en IPO 115 kV, considerando la apertura de un banco IPO AT (350 MW), la cual se obtiene de la lógica de control de limitación de generación eólica propuesta en esta tesis.

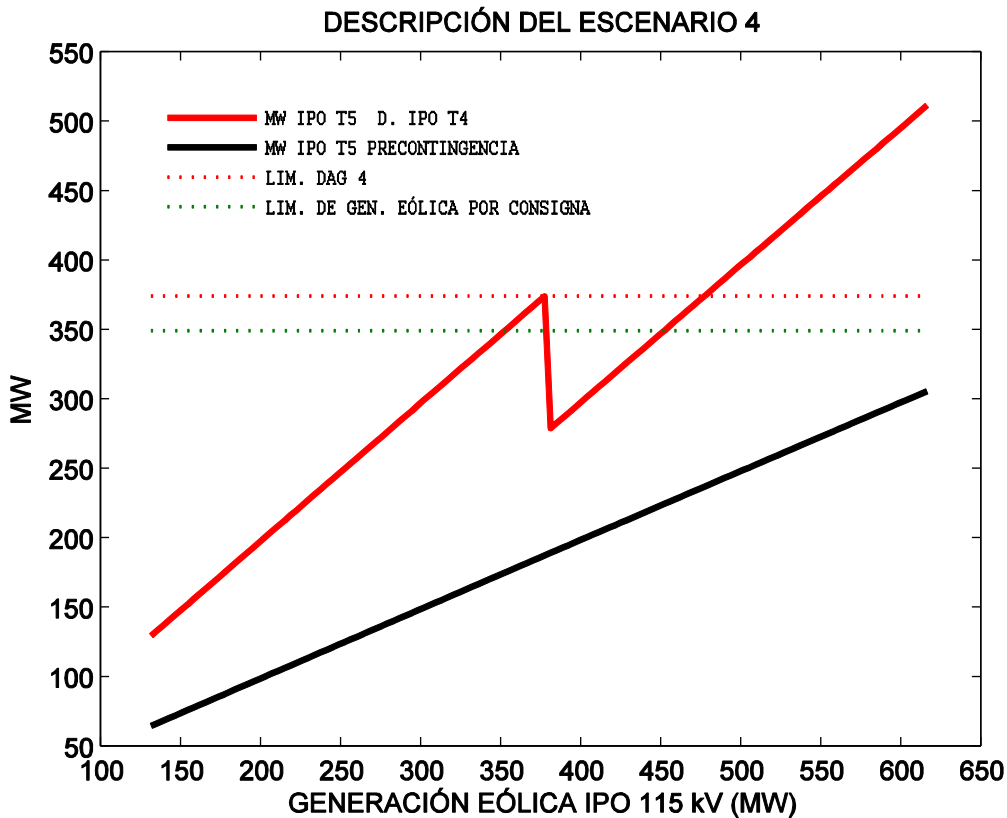


Figura 3.14 Escenario 4, lógica de control de potencia activa.

Con esta simulación, se comprueba que, en caso de que la generación eólica se incremente y no se limite de acuerdo a lo definido por la lógica de control de limitación de generación eólica en 350 MW, el banco en servicio puede sobrecargarse y disparar por sobrecarga afectando más de 350 MW de generación, ocasionando variaciones en la frecuencia del SEN en hasta 1 dHz, quedando en 59.9 Hz.



### 3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

A continuación se desarrolla una propuesta de solución, para implementar una lógica de control de potencia activa automática, que permita evitar la congestión de la red eléctrica, asociada a las Centrales Eólicas conectadas en la Subestación Ixtepec Potencia, para los niveles de 400, 230 y 115 kV.

#### 3.5.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS A CONSIDERAR EN LA LÓGICA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA PARA CENTRALES EÓLICAS

La red eléctrica actual en la que se interconectan las centrales eólicas de la región del Istmo de Tehuantepec está compuesta por los elementos de la Tabla 3.8.

Tabla 3.8.- Red eléctrica asociada con la generación del Istmo de Tehuantepec.

<b>Nodo</b>	<b>Equipo</b>	<b>Capacidad</b>
Colector - Interconexión	2 Líneas de 400 kV de 3 conductores por fase	1100 MW por línea
Interconexión (400/230 kV)	3 Bancos 400/230 kV	375 MVA por banco
Interconexión (400/115 kV)	2 Bancos 400/115 kV	375 MVA por banco
Generación 230 kV (836 MW)	7 Centrales eólicas	90, 138, 102, 102, 102, 142 y 160 MW respectivamente.
Generación 115 kV (602 MW)	7 Centrales eólicas	80, 117, 117, 70, 74, 70 y 74 MW respectivamente.

La Figura 3.15 ilustra la red involucrada para el presente análisis.

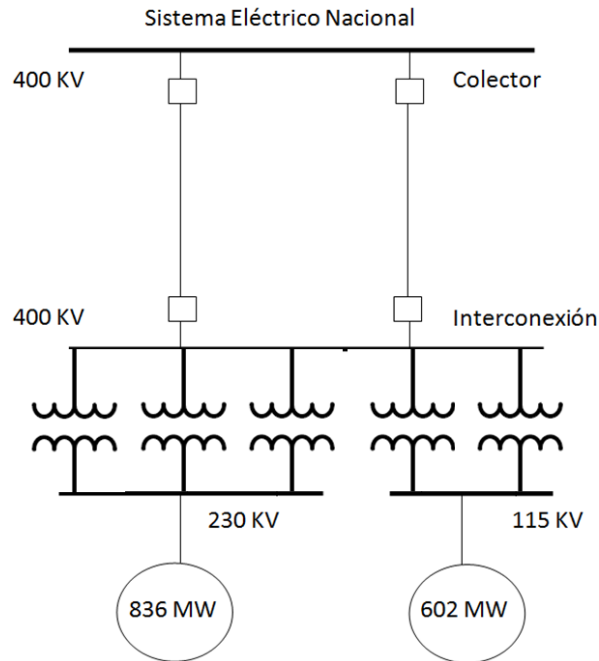


Figura 3.15.- Red asociada a los parques eólicos del Istmo de Tehuantepec

Se toma como base los criterios de seguridad operativa del CENACE y de los criterios de análisis de flujos de potencia [27] y [28], para el criterio N-1, es decir, preparación del sistema de eléctrico de potencia para soportar la primer contingencia más severa.

No se puede perder de vista que las contingencias pueden ocurrir de forma individual o en forma combinada, dando como posibles escenarios los siguientes:

- 1.- El disparo de una línea de 400 kV.
- 2.- El disparo de un banco de 400/230 kV.
- 3.- El disparo de un banco de 400/115 kV.
- 4.- El disparo de una línea de 400 kV y un banco de 400/230 kV.
- 5.- El disparo de una línea de 400 kV y un banco de 400/115 kV.
- 6.- El disparo de un banco de 400/230 kV y otro de 400/115 kV.
- 7.- El disparo de dos bancos de 400/230 kV y otro de 400/115 kV.
- 8.- El disparo de dos bancos de 400/230 kV y una línea de 400 kV.



### **3.5.2 ELABORACIÓN DEL DIAGRAMA DE LÓGICA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA PARA CENTRALES EÓLICAS**

Una vez identificados los diferentes criterios de seguridad operativa y las diferentes combinaciones de fallas, es posible realizar una identificación de las etapas que se requiere configurar, en una lógica que ayude a mantener los diferentes elementos de la red eléctrica dentro de sus rangos de ajuste nominal de operación, para evitar posibles dobles contingencias o escenarios operativos de riesgo, que deriven en sobrecarga de elementos causantes de altos o bajos voltajes o de pérdida de generación causantes de variaciones de la frecuencia a valores fuera de rango.

La Figura 3.15 muestra la distribución de los parques eólicos en la S.E. IPO. En el punto colector IPO 115 kV se conectan 7 parques eólicos (602 MW), los cuales son elevados a IPO 400 kV, a través de dos transformadores (T) de 375 MVA cada uno; en el punto colector de IPO 230 kV se conectan 7 parques eólicos (836 MW), los cuales son elevados a IPO 400 kV, a través de tres autotransformadores (AT) de 375 MVA.

Como se observa en la Figura 3.15, a través de las líneas IPO-JUI (con una capacidad de 1100 MW cada una) se lleva a cabo la inyección de la generación eólica de IPO (1438 MW) a la red troncal, por lo tanto, si por alguna razón se perdieran estas dos líneas, también se perderá toda la generación conectada a la S.E. IPO. Se puede apreciar también que, en IPO 400 kV se encuentra conectado un CEV con capacidad de  $\pm 300$  MVAR, dicho dispositivo es el principal elemento para la compensación de potencia reactiva en la zona.

En base a la topología actual de la red asociada a los parques eólicos conectados en IPO 400 kV, se ha detectado cuatro escenarios principales que se deben considerar en la operación de dicha red, esto con la finalidad de operar el SEN en base a los criterios de seguridad operativa del CENACE, los cuales, establecen



que el SEN debe ser capaz de soportar la contingencia sencilla más severa (N-1) en cualquier momento. Estos escenarios se identificaron en la sección 3.4.5, para los cuales, en la Tabla 3.9 se define los criterios de seguridad operativa:

Tabla 3.9.- Criterios de seguridad operativa para lógica de control de potencia activa

Criterio	Contingencia	Limitante
1.- Pérdida de una línea de 400 kV entre el nodo de interconexión y el nodo colector del Sistema Eléctrico Nacional.	Disparo o apertura de una línea de 400 kV.	Evitar que la línea que queda, no opere por encima de una capacidad de 1000 MW.
2.- Pérdida de un banco de transformación de 400/230 kV.	Disparo o apertura de un Banco de 400/230 kV.	Evitar que los bancos que quedan en servicio, no operen por encima de su capacidad de 750 MW (Suma de dos bancos).
3.- Pérdida de dos banco de transformación de 400/230 kV.	Disparo o apertura de dos Bancos de 400/230 kV.	Evitar que el banco que queda en servicio, no operen por encima de su capacidad de 375 MW.
4.- Pérdida de un banco de transformación de 400/115 kV.	Disparo o apertura de un Banco de 400/115 kV.	Evitar que el banco que queda en servicio, no operen por encima de su capacidad de 375 MW.

Como se observa en la Tabla 3.9, los criterios de seguridad a considerar en la operación de la red, no solamente son necesarios ante contingencias de desconexión automática por operación de protecciones, sino también, ante la apertura o desconexión manual de los equipos por mantenimiento, ya que eléctricamente es la misma condición.



El objetivo de esta tesis, es el desarrollo de una aplicación en tiempo real, en donde su lógica de control lleve a cabo de forma automática la limitación de potencia activa de los parques eólicos, de acuerdo a los criterios y objetivos establecidos, incluso considerando cualquier combinación de los cuatro escenarios posibles. Es importante resaltar que, dependiendo del o los equipos que queden fuera de servicio, ya sea por contingencia o por apertura, o bien, una combinación de ambas, para la limitación de generación se debe seleccionar únicamente los parques eólicos involucrados. Por ejemplo, si se requiere la apertura del IPO T5 400/115 kV, los parques que se deben limitar son los asociados a IPO 115 kV, ya que son los que quedarían conectados al IPO T4 400/115 kV y que pudieran incluso sobrecargarlo (ver Figura 3.15). De la misma manera, si el requerimiento es la apertura de la línea IPO A3V40 JUI, los parques que deben participar en la limitación de generación, son los asociados tanto a la barra de IPO 230 kV como a IPO 115 kV, porque ambos conjuntos están involucrados en la carga de la línea. Este mismo criterio es considerado en ciertos escenarios en donde, por condiciones del sistema, se requiera la apertura de varios equipos combinados; sin embargo, para poder cumplir con todas las limitaciones, la lógica de control debe ser capaz de seleccionar la limitación más restrictiva de todas, garantizando que la red estará protegida para cualquier condición.

La Figura 3.16 ilustra el diagrama de flujo que describe el proceso a realizar por la lógica de control, con el objetivo de limitar la generación eólica, para los criterios presentados en la Tabla 3.9.

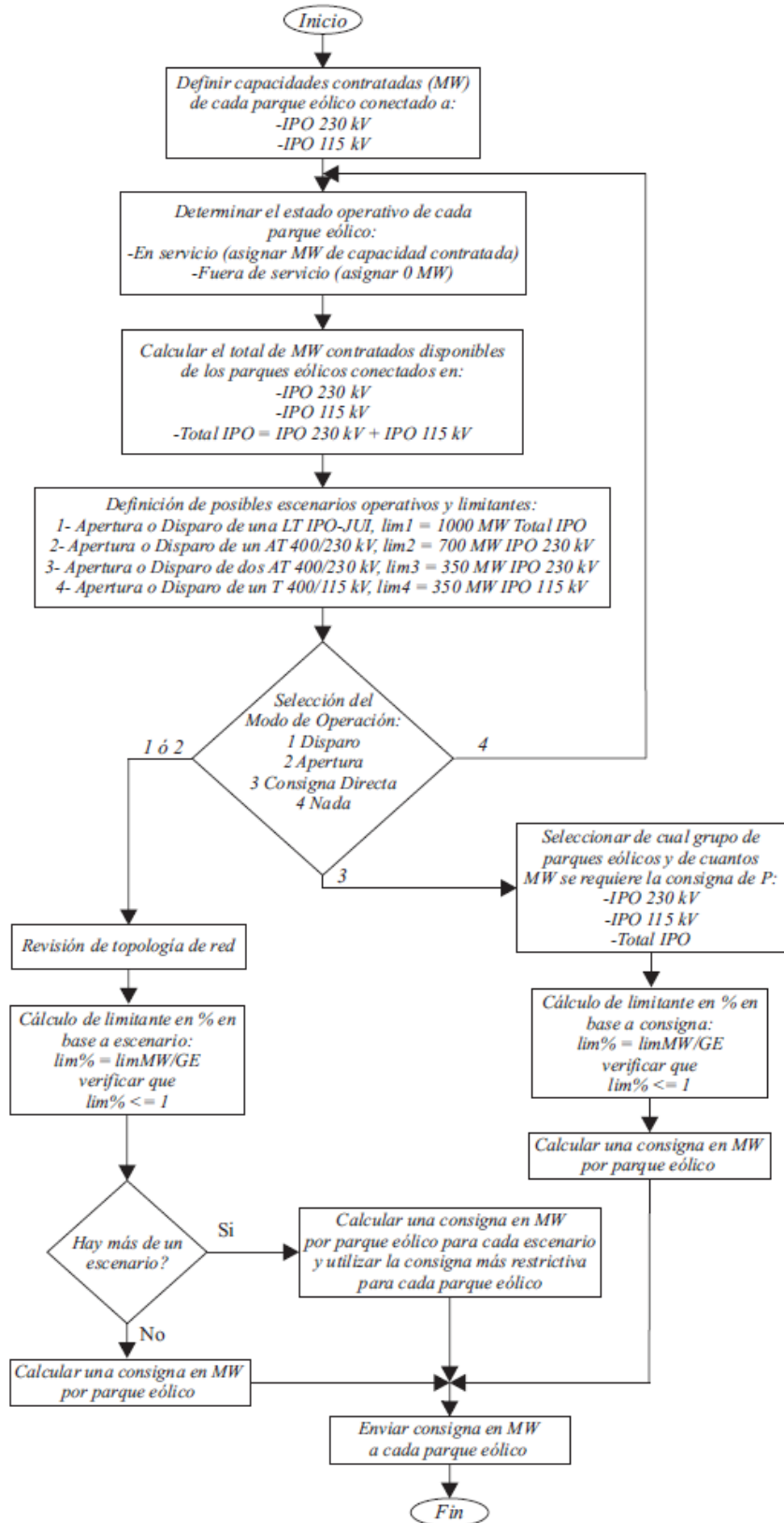


Figura 3.16 Diagrama de lógica de control de potencia activa



Como se observa en la Figura 3.16, lo primero que se define son las capacidades en MW de cada parque eólico, ya que la limitación de generación se realizará en función de las mismas, de manera equitativa. En seguida, la aplicación determina si los parques eólicos están o no en servicio; si están en servicio les asigna su capacidad contratada, pero si están fuera de servicio les asigna 0 MW, con esto se asegura de que los parques que no están en servicio, no sean considerados en el cálculo de las consignas de limitación de generación.

En base al estado de los parques eólicos, se calcula la capacidad a controlar por la lógica de control. A continuación, se definen los posibles escenarios en base a los criterios establecidos en la Tabla 3.9.

La aplicación cuenta con 3 modos de operación: 1) por disparo de equipo, 2) por apertura manual (forzada) y 3) por consigna fija, la cual se define en función de los requerimientos del sistema. Para los modos 1) y 2), la aplicación realiza una revisión de la topología de red, para definir qué equipos se encuentran fuera de servicio; por lo tanto, se calculan las consignas de potencia en porcentaje, en función de los escenarios resultantes. En caso, que en base a la topología de red estén presentes más de un escenario, la aplicación calcula todas las consignas por parque eólico para cada escenario y utiliza la consigna más restrictiva por parque eólico, asegurándose que dichas consignas cubrirán todos los escenarios resultantes. Después, la consigna resultante se utiliza para calcular la limitante en MW, enviándola de forma automática a cada parque eólico involucrado.

Para el modo 3), si se requiere limitar la generación eólica a un valor específico, el operador podrá seleccionar este modo correspondiente a consigna directa, definiendo a qué parques eólicos y a cuánta potencia activa limitarlos. En seguida, se calcula una consigna por cada parque eólico, enviándola a cada uno de ellos. Como se puede observar, en esta opción, no se está considerando la topología de red, ya que la consigna que se espera, será por otras necesidades del sistema, por ejemplo, por alta frecuencia, debido a la pérdida de carga en el SEN.



### **3.5.3 ELABORACIÓN DE PROGRAMAS DE LÓGICAS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA**

Para la elaboración del programa de lógica de control de potencia activa, se utiliza el lenguaje de programación MATLAB, simulando las entradas analógicas y digitales recibidas desde cada una de las centrales eólicas.

El programa consta de las siguientes secciones:

- 1) Entrada de modo de operación (falla, libranza o limitación manual) y definición de centrales eólicas participantes.
- 2) Cálculo de las variables que determinan los diferentes escenarios de limitación de potencia activa.
- 3) Cálculo de limitantes y ajustes de participación de las centrales eólicas.
- 4) Sección de ejecución de la lógica del algoritmo.
- 5) Definición de limitaciones para cada central eólica, en base a escenarios.

El programa detallado de la lógica de control de potencia activa, se encuentra en el Anexo 1 de esta tesis.

### **3.5.4 IMPLEMENTACIÓN Y PRUEBAS DE PROPUESTA DE LÓGICA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA.**

Con la finalidad facilitar el uso de la presente aplicación, se diseñó diferentes interfaces hombre-máquina, a disposición de los ingenieros operadores de redes eléctricas y centrales generadoras eólicas, mismas que se describen a continuación.

### 3.5.4.1 DISEÑO DE INTERFAZ HOMBRE - MÁQUINA

Con la finalidad de crear un ambiente fácil para la administración de la aplicación, con el apoyo de una interfaz hombre-máquina del sistema de información de tiempo real para la administración y control de la energía (SITRACEN), utilizado en el centro de control del ACOR, se diseñó la interfaz de la Figura 3.17, para administrar el algoritmo propuesto en esta tesis.

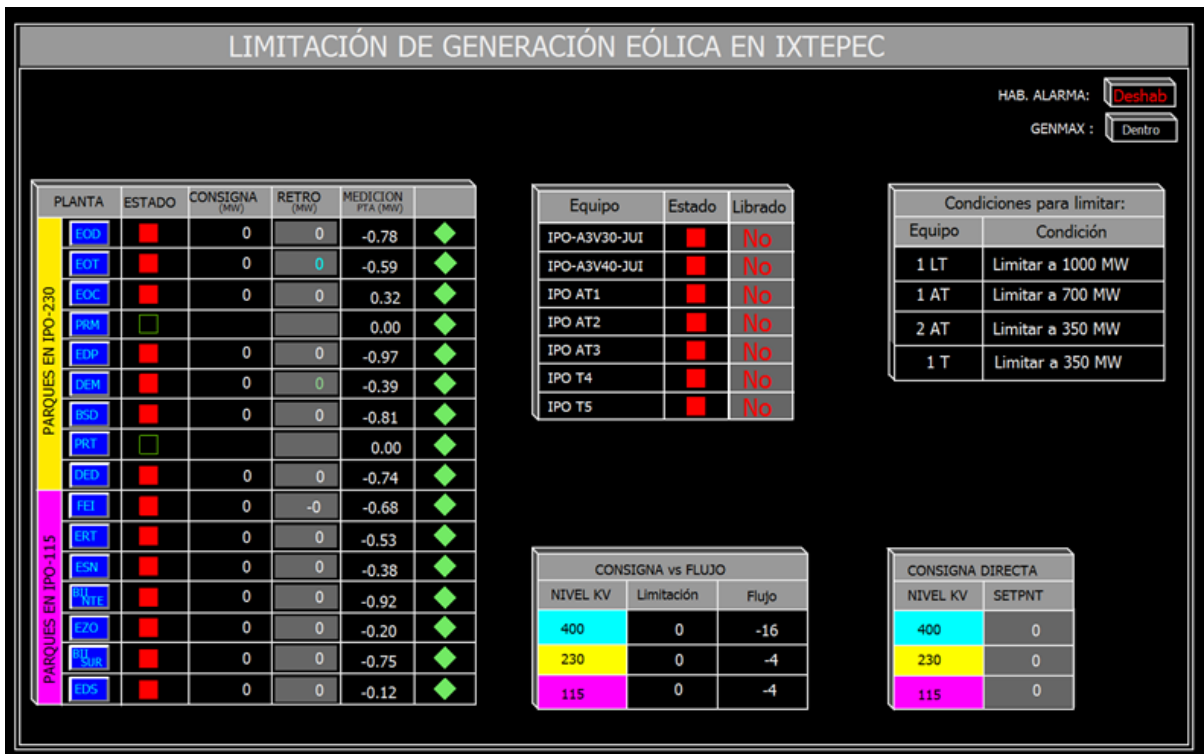


Figura 3.17 Despliegado principal de lógica de control de potencia activa

A continuación, se describe cada uno de los despliegados que forman parte de esta interfaz.

En el despliegado de la Figura 3.18, se muestra la información del estado, consigna y medición de cada central eólica.

	PLANTA	ESTADO	CONSIGNA (MW)	RETRO (MW)	MEDICION PTA (MW)	
PARQUES EN IPO-230	EOD	■	0	0	-0.76	◆
	EOT	■	0	0	-0.59	◆
	EOC	■	0	0	1.62	◆
	PRM	□			0.00	◆
	EDP	■	0	0	-0.89	◆
	DEM	■	0	0	-0.38	◆
	BSD	■	0	0	-0.75	◆
	PRT	□			0.00	◆
	DED	■	0	0	-0.82	◆
PARQUES EN IPO-115	FEI	■	0	-0	-0.68	◆
	ERT	■	0	0	-0.49	◆
	ESN	■	0	0	-0.40	◆
	BU NTE	■	0	0	-0.84	◆
	EZO	■	0	0	-0.22	◆
	BU SUR	■	0	0	-0.70	◆
	EDS	■	0	0	-0.12	◆

Figura 3.18 Desplegado de información

Columna	Descripción
Planta	Muestra las siglas del nombre de la central eólica, de acuerdo a las reglas del despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional [5].
Estado	Muestra si la central eólica está participando en el algoritmo de limitación de generación de potencia activa. Rojo.- Indica que está participando en el algoritmo. Verde.- Indica que no está participando en el algoritmo.
Consigna	Muestra el valor de consigna enviado a desde el centro de control a cada central generadora, derivado del cálculo realizado por el algoritmo.

Retro Muestra el valor real de potencia activa al que se ajusta la central, desde aquí también se puede enviar un valor de control manual a la central.

La Figura 3.19 muestra el desplegado de la topología de red considerada en los diferentes escenarios operativos.

Equipo	Estado	Librado
IPO-A3V30-JUI	■	No
IPO-A3V40-JUI	■	No
IPO AT1	■	No
IPO AT2	■	No
IPO AT3	■	No
IPO T4	■	No
IPO T5	■	No

Figura 3.19 Desplegado de topología de red

Columna	Descripción
Equipo	Proporciona el nombre del equipo instalado en la subestación Ixtepec Potencia y que forma parte del algoritmo diseñado.
Estado	Muestra si el equipo monitoreado por la lógica de control, está abierto o cerrado con la topología actual de la red.
Librado	En esta columna se pueden modificar las condiciones de topología de la red, para limitar la potencia ante alguna libranza programada o de emergencia. Acción manual del usuario del programa.

La Figura 3.20 muestra el desplegado comparativo de potencia activa calculada por la aplicación contra el flujo de potencia activa que circula en cada nivel de tensión de la S.E. IPO.

CONSIGNA vs FLUJO		
NIVEL KV	Limitación	Flujo
400	0	-14
230	0	-3
115	0	-3

Figura 3.20 Desplegado de consigna vs generación

Columna	Descripción
Nivel KV	Muestra el nivel de voltaje en que se aplica la consigna de limitación de generación.
Limitación	Presenta la limitación total, calculada por el programa, del flujo de potencia activa que circula en cada nivel de tensión.
Flujo	Muestra el flujo de potencia activa que circula en cada nivel de voltaje.

La Figura 3.21 muestra el desplegado para dar entrada manual de limitación de generación.

CONSIGNA DIRECTA	
NIVEL KV	SETPNT
400	0
230	0
115	0

Figura 3.21 Asignación de consignas directas

Columna	Descripción
Nivel KV	Muestra el nivel de voltaje a monitorear en la subestación Ixtepec Potencia.
SETPNT	Es el espacio reservado, para que de forma manual, se envíe el valor de ajuste de potencia activa, para cada nivel de tensión de voltaje referido.

La Figura 3.22 muestra el desplegado de las limitantes asignadas a cada escenario operativo identificado.

## Limitantes utilizadas en el programa


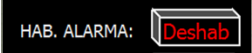
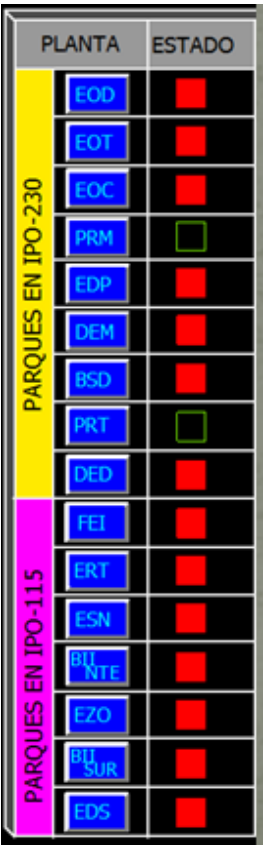
Condiciones para limitar:	
Equipo	Condición
1 LT	Limitar a 1000 MW
1 AT	Limitar a 700 MW
2 AT	Limitar a 350 MW
1 T	Limitar a 350 MW

Figura 3.22 Limitantes utilizadas en el programa

<b>Columna</b>	<b>Descripción</b>
Equipo	Indica la cantidad de equipo librado en Ixtepec Potencia.
Condición	Presenta el valor de limitación de potencia predeterminado, de acuerdo a los elementos librados en la subestación Ixtepec Potencia.

La Tabla 3.10 muestra otra serie de desplegados que sirven de ayuda para la administración de la lógica de control de potencia activa.

Tabla 3.10 Desplegados de ayuda para lógica de control de potencia activa.

Desplegado	Descripción																																		
<p>Operación de lógica</p> 	<p>Para definir el modo de operación de la lógica de control:            “Fuera”.- Algoritmo deshabilitado            “Dentro”.- Algoritmo habilitado.</p>																																		
<p>Operación de alarmas</p> 	<p>Botón para inhibir todas las alarmas provenientes del programa de limitación de generación.</p>																																		
 <table border="1" data-bbox="228 695 488 1535"> <thead> <tr> <th>PLANTA</th> <th>ESTADO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>EOD</td><td>■</td></tr> <tr><td>EOT</td><td>■</td></tr> <tr><td>EOC</td><td>■</td></tr> <tr><td>PRM</td><td>□</td></tr> <tr><td>EDP</td><td>■</td></tr> <tr><td>DEM</td><td>■</td></tr> <tr><td>BSD</td><td>■</td></tr> <tr><td>PRT</td><td>□</td></tr> <tr><td>DED</td><td>■</td></tr> <tr><td>FEL</td><td>■</td></tr> <tr><td>ERT</td><td>■</td></tr> <tr><td>ESN</td><td>■</td></tr> <tr><td>BU NTE</td><td>■</td></tr> <tr><td>EZO</td><td>■</td></tr> <tr><td>BU SUR</td><td>■</td></tr> <tr><td>EDS</td><td>■</td></tr> </tbody> </table>	PLANTA	ESTADO	EOD	■	EOT	■	EOC	■	PRM	□	EDP	■	DEM	■	BSD	■	PRT	□	DED	■	FEL	■	ERT	■	ESN	■	BU NTE	■	EZO	■	BU SUR	■	EDS	■	<p>Desplegado para desconectar de la lógica de control, a las centrales eólicas que no estén participando de forma correcta con la consigna asignada por el algoritmo.</p>
PLANTA	ESTADO																																		
EOD	■																																		
EOT	■																																		
EOC	■																																		
PRM	□																																		
EDP	■																																		
DEM	■																																		
BSD	■																																		
PRT	□																																		
DED	■																																		
FEL	■																																		
ERT	■																																		
ESN	■																																		
BU NTE	■																																		
EZO	■																																		
BU SUR	■																																		
EDS	■																																		

### 3.5.4.2 PRUEBAS DE LÓGICA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA EN TIEMPO REAL

Para validar la aplicación desarrollada, se presenta a continuación la Tabla 3.11, que muestra una comparación de los escenarios evaluados con la lógica en escritorio contra los resultados arrojados al estar funcionando en productivo, en un escenario de 1350 MW de generación total, repartida con 800 MW en 230 kV y 550 en 115 kV.

Tabla 3.11 Evaluación de lógica de control de potencia activa escritorio vs tiempo real.

Contingencia	Prueba de Escritorio (MW limitados)	Tiempo Real (MW limitados)	Cumplimiento
D/LT 400 kV IPO A3V30 JUI ó IPO A3V40 JUI	350 MW	376 MW	SI
D/ IPO T4 ó T5	200 MW	212 MW	SI
D/IPO AT1 ó AT2 ó AT3	100 MW	117 MW	SI
D doble/ IPO AT1, AT2, AT3	450 MW	460 MW	SI

Como se puede observar en la evaluación comparativa realizada, en su etapa de diseño contra su etapa de implementación, la lógica de control de potencia activa ya en tiempo real, cumple siempre con valores por encima de los realizados en escritorio, ya que es deseable que, por parte de las centrales generadoras, se garantice el ajuste de generación a cuando menos el valor solicitado por la consigan, por lo que ***se concluye que la lógica diseñada e implementada cumple con los objetivos definidos.***

Es importante mencionar que, previo a realizar la prueba de campo, se realizó prueba de esta lógica de control en el simulador de entrenamiento de operadores (SENOP) [29].



## CAPÍTULO IV.- ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS

### 4.1 IMPACTO SOCIAL

El desarrollo de la presente tesis representa un impacto cualitativo social en los siguientes aspectos:

**Ambiental.** Incrementa la continuidad en la operación de las centrales generadoras eólicas, al ser selectivos los ajustes de generación, ya que cada MW eólico asegurado con la aplicación aquí desarrollada, evita el uso de combustibles como gas, combustóleo y carbón en centrales del tipo térmico, reduciendo el volumen de emisiones contaminantes a la atmósfera.

Actualmente, 250 MW generados en una central eólica representan, aproximadamente, una reducción de bióxido de carbono equivalente a 600 mil toneladas al año <sup>[2]</sup> dejado de enviar a la atmósfera. En el año 2014, se tuvo una producción eólica en la región del Istmo de Tehuantepec de 6527.77 GWh, equivalente a reducir una emisión de 3.5 millones de toneladas de bióxido de carbono al año (0.535 toneladas de bióxido de carbono = 1 MWh eólico).

**Educativo.** En esta tesis, se pone a disposición de estudiantes de carreras afines con la ingeniería eléctrica, los diferentes controles existentes, entre los centros de control y las centrales generadoras eólicas, para mantener los parámetros de voltaje y frecuencia, dentro de los rangos permitidos por las reglas generales de interconexión al SEN para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente, proporcionando un conocimiento certero de lo que sucede en la industria eléctrica.

---

<sup>2</sup> Fuente: Publicación CEMEX de abril del 2009  
<http://www.cemex.com/ES/DesarrolloSustentable/CasosEstudio/ParqueEolicoEurus.aspx>

## 4.2 IMPACTO ECONÓMICO

Para evaluar el impacto económico originado con el diseño de esta lógica, en la Tabla 4.1, se hace un análisis de la energía que se perdería si no se realiza una limitación adecuada de generación.

Tabla 4.1 Análisis de energía

<b>Análisis de Energía que fluye en cada nivel de tensión</b>			
<b>Central</b>	<b>115 kV (MW)</b>	<b>230 kV</b>	<b>400 kV</b>
FEI	80		80
ERT	74		74
EZO	70		70
ESN	74		74
DEM		90	90
BSD		142	142
EOD		102	102
EOT		102	102
EOC		102	102
EDP		160	160
DED		138	138
BII	234		234
EDS	70		70
<b>TOTAL</b>	<b>602</b>	<b>836</b>	<b>1438</b>

### Impacto económico en red de 115 kV:

Si no se implanta la lógica de consiga de limitación de generación en 115 kV, ante la ocurrencia de un disparo de banco 400/115 kV de 375 MVA, se tendría una sobrecarga en el banco que queda en operación del:

% sobrecarga =  $602/375 = 1.60$  es decir;

**60% de sobrecarga equivalente a 227 MW**

Este algoritmo limitaría en 227 MW la generación de 115 kV en caso de contingencia o requerimiento de libranza de uno de los dos bancos de transformación, pero en caso de no realizarse, la sobrecarga ocasionada dará como resultado un disparo del segundo transformador.

Como se puede observar, se estará generando un ahorro incremental por costo de despacho de generación de **375 MW** en el nodo de 115 kV.



**Impacto económico en red de 230 kV:**

**Disparo de uno de tres bancos de transformación de 400/230 kV:**

De manera similar a 115 kV, ante la ocurrencia de un disparo de banco 400/230 kV de 375 MVA, se tendría una sobrecarga entre los dos bancos que quedan en operación del:

% Sobrecarga =  $836/750 = 1.1147$  es decir;

**11% de sobrecarga equivalente a 86 MW**

Este algoritmo limitaría en 86 MW la generación de 230 kV, en caso de contingencia o requerimiento de libranza de uno de los tres bancos de transformación, pero en caso de no realizarse, se operará con un valor de sobrecarga aceptable por abajo del 20% de su capacidad nominal [30]. En este caso, la aplicación vigilará la operación de los bancos de transformación en 230 kV en su valor nominal.

**Disparo de dos de tres bancos de transformación de 400/230 kV:**

En este caso, ante la ocurrencia del disparo de dos bancos 400/230 kV de 375 MVA, se tendría una sobrecarga en el banco que queda en operación del:

% Sobrecarga =  $836/375 = 2.229$  es decir;

**123% de sobrecarga equivalente a 461 MW**

Este algoritmo limitaría en 461 MW la generación de 230 kV, en caso de contingencia o requerimiento de libranza de dos de los tres bancos de transformación, pero en caso de no realizarse, la sobrecarga ocasionada dará como resultado el disparo del tercer transformador.

Como se puede observar, se estará generando un ahorro incremental por costo de despacho de generación de 375 MW en el nodo de 230 kV.

**Impacto económico en red de 400 kV:**

Para el caso de la red eléctrica de 400 kV, ante la ocurrencia del disparo de una de las líneas IPO-A3V30-JUI ó IPO-A3V40-JUI, se tendría una sobrecarga en la línea que queda en operación del:

% Sobrecarga =  $1438/1100 = 1.30$  es decir;

**30% de sobrecarga equivalente a 338 MW**

Este algoritmo limitaría en 338 MW la generación de las centrales eólicas, tanto las conectadas en 115 kV como las conectadas en 230 kV, en caso de contingencia o requerimiento de libranza de una de las dos líneas de 400 kV, pero en caso de no realizarse, la sobrecarga ocasionada dará como resultado un disparo de la segunda línea.



Como se puede observar, se estará generando un ahorro incremental por costo de despacho de generación de **1100 MW** en el nodo de 400 kV.

En la tabla 4.2 se presenta un cálculo de los ahorros económicos, por desplazamiento de energía eléctrica dejada de generar, si no se cuenta con la lógica de control de potencia activa, estimando un costo incremental de \$600 por cada MWH eólico y en su lugar conectar combustóleo.

Resumen de ahorros económicos, en caso de contingencias:

Tabla 4.2 Resumen de ahorros económicos por lógica de control de potencia activa

Caso (disparo o libranza de:)	Ahorro (MWH)	Costo incremental por MWH [6]	Ahorro Económico (por hora)
IPO T4 o T5	375	\$600	\$225,000
IPO AT1 ó AT2 ó AT3	0	\$600	
IPO DOS AT (400/230 KV)	375	\$600	\$225,000
IPO LT 400 KV	1100	\$600	\$660,000

## 4.3 IMPACTO PRODUCTIVO

El Centro Nacional de Control de Energía tiene definidos varios criterios de seguridad operativa, algunos de ellos son:

MX-MDA-01 Determinación de límites operativos del SEN en el horizonte de operación (LIMOS).

1. Ante la ocurrencia de contingencias sencillas (N-1), el sistema eléctrico debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de voltaje y frecuencia; todas las instalaciones y elementos de éstas, deben estar dentro de las características especificadas por generación, transmisión y distribución. No debe ocurrir separación en cascada o no controlada.
2. Contingencias sencillas a evaluar:
  - a. Pérdida de cualquier generador (para ciclos combinados se considera una turbina de gas y su efecto en la turbina de vapor), línea, transformador, compensador estático de VAR, enlace internacional en corriente directa o alterna, carga o elementos de compensación serie/paralelo sin existencia de falla, que afecte la confiabilidad del sistema eléctrico.
  - b. Falla monofásica a tierra o trifásica, con liberación normal, en cualquier generador, línea, transformador, compensador estático de VAR, enlace internacional en corriente directa o alterna, carga o



- elementos de compensación serie/paralelo, que afecte la confiabilidad del sistema eléctrico.
- c. Bloqueo de un polo, con liberación normal, en un sistema de corriente directa de alto voltaje monopolar o bipolar.
3. Para mantener la estabilidad del sistema ante la ocurrencia de una contingencia sencilla (N-1), lo siguiente es aplicable.
    - a. Operación de esquemas de acción remedial y esquemas de protección de sistema.
    - b. Reconfiguración del sistema mediante acciones manuales (planeadas).
    - c. Redespachos de generación, sincronización de turbogas de baja eficiencia, compra de energía de emergencia.
    - d. Interrupción planeada o controlada del suministro eléctrico, tarifas interrumpibles, restricción de porteo remoto, corte manual y rotativo de carga e interrupción de transacciones.
  4. Ante la ocurrencia de contingencias múltiples, el sistema eléctrico debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de voltaje y frecuencia; todas las instalaciones y elementos de éstas, deben estar dentro de sus valores de emergencia especificados por generación, transmisión y distribución. No debe ocurrir separación en cascada o no controlada.
  5. Contingencias múltiples a evaluar.
    - a. Pérdida de un ciclo combinado completo.
    - b. Pérdida de múltiples elementos ante falla con liberación normal en una barra asociada a otra que está en licencia.
    - c. Pérdida de dos o más circuitos instalados en la misma estructura.
    - d. Pérdida permanente simultánea de ambos polos de una instalación de corriente directa bipolar sin falla de corriente alterna.
    - e. Falla monofásica a tierra o trifásica permanente simultáneas en cada par de circuitos de transmisión adyacentes en torres con circuitos múltiples, con liberación normal. En estos corredores de transmisión es requisito la implantación de un esquema de acción remedial. Si las torres con circuitos múltiples se usan solamente para llegar o salir de la subestación, y no existen más de cinco torres por subestación, entonces esta condición es un riesgo aceptable y pueden excluirse.
    - f. Pérdida múltiple de centrales generadoras (reducción del suministro de gas, eventos meteorológicos).

Con la presente lógica de control de potencia activa, se logra el cumplimiento de **forma automática de los criterios enunciados**, ya que la lógica prevé la ocurrencia de cualquier contingencia de red eléctrica asociada a las centrales eólicas del Istmo de Tehuantepec.

## CAPÍTULO V.- CONCLUSIONES

### 5.1 CONCLUSIONES

En esta tesis se presentó el desarrollo de la lógica de control para la asignación de consignas de potencia activa a los parques eólicos, ubicados en la S.E. IPO en la región del Istmo de Tehuantepec. Se describe dicha lógica mediante un diagrama de flujo considerando cuatro escenarios, los cuales, están definidos dentro de la lógica, dichos escenarios corresponden a diferentes topologías de red, que se puede ver alterada, ya sea por disparos de equipo o por desconexión de estos por mantenimiento. De estos escenarios, se obtienen consignas puntuales de limitación de generación eólica para cada parque eólico, incluso considerando combinaciones de los escenarios propuestos. Estas consignas serán generadas ya sea por disparo, apertura de equipo para mantenimiento o bien por consignas directas de acuerdo a necesidades del SEN.

Se realizaron simulaciones con el programa DSA Tools® con la finalidad de predecir el comportamiento de esta aplicación en conjunto con el DAG de la S.E. IPO, el cual, ya se encuentra en operación en el sistema SCADA de tiempo real del ACOR, con la finalidad de que no se contrapongan ambas aplicaciones.

En general:

- **Se logró el diseño y la implementación de la lógica de control de potencia activa**, en el sistema de información de tiempo real para la administración y control de la energía del Área de Control Oriental y las centrales eólicas de la región del Istmo de Tehuantepec.
- Con dicha aplicación, se **eliminó los problemas de congestión de energía** en la red eléctrica de la subestación Ixtepec Potencia, ante la ocurrencia de contingencias, cubriendo todos los escenarios operativos posibles.
- **Se da cumplimiento** a los criterios de confiabilidad y seguridad operativa del Centro Nacional de Control de Energía.



De los resultados obtenidos, se ve la necesidad de que en la operación del DAG de S.E. IPO, se considere una banda muerta, en relación con la limitante calculada por la aplicación de limitación de generación, es decir, cada DAG debe desconectar el excedente de generación eólica establecido, coordinándose con la consigna de limitación eólica, esto con la finalidad de que los equipos que queden en servicio no se sobrecarguen y, con ello, preservar la integridad del SEN.

Por último, con la alta penetración de generación eólica en el SEN, será necesario tomar en cuenta este tipo de aplicaciones, con la finalidad de automatizar los procesos operativos, resguardando la integridad y seguridad del SEN de manera automática, sin depender de la intervención de los ingenieros operadores de los sistemas eléctricos.

### **5.2 RECOMENDACIONES**

Las lógicas estandarizadas para el control de voltaje y frecuencia, son replicables para las redes eléctricas asociadas con la interconexión de centrales generadoras eólicas y cumplen los requerimientos establecidos en las “Reglas Generales de Interconexión”; sin embargo, pueden existir otras formas de dar solución a dichos requerimientos, por lo que las lógicas propuestas en el desarrollo de esta tesis, para poder replicarse a otras redes eléctricas, los ingenieros en sistemas eléctricos de potencia, en control y comunicaciones, deberán tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- 1) El diseño de los disparos automáticos de línea estará en función de los equipos de compensación pasiva o activa que tengan instalados en las subestaciones colectoras de la energía eólica, así como de la robustez o debilidad de los nodos adyacentes a la subestación colectora.
- 2) El diseño de los disparos automáticos de generación, estará en función de la redundancia de líneas y transformadores instalados para la evacuación de la generación eólica asociada, por lo que, la realización de un estudio de



flujos de potencia, utilizando los criterios de seguridad operativa establecidos por el CENACE o la entidad encargada de la seguridad de la red eléctrica, ayudarán en su definición (criterio N-1).

- 3) El diseño de las lógicas de control de voltaje, es posible replicar tal y como se presentan en esta tesis, pero su diseño se podrá ver afectado por la existencia o no de los compensadores estáticos de VAr en las subestaciones colectoras, ya que como se recordará, la aplicación de CCV, tiene dos modos de operación, uno basado en maximizar la reserva de potencia reactiva y otro enfocado a mantener un perfil de voltaje en el nodo de referencia. También, se recomienda realizar pruebas semestrales de validación del cumplimiento de las consignas de factor de potencia, tanto en los periodos de máxima producción como en periodos de mínima producción eólica.
- 4) La lógica de consigna de limitación de potencia activa para centrales eólicas, también, deberá adaptarse en función de los criterios de topología de red y de seguridad operativa N-1; sin embargo, la lógica permite aumentar o disminuir el número de escenarios a supervisar para el cálculo de las consignas de limitación de potencia activa.

El estudio de las lógicas de control de voltaje y frecuencia, presentados en esta tesis, facilita a los Ingenieros responsables de observar el cumplimiento de la normativa vigente, al momento de interconectar centrales eólicas a las redes eléctricas, de aquellos aspectos que le darán seguridad e integridad a la red eléctrica.



### 5.3 PROPUESTA

Derivado del análisis de las actuales lógicas de control de voltaje y frecuencia, así como del desarrollo de la lógica de control de potencia activa, permitirán el desarrollo de futuros trabajos enfocados a:

- A. Establecer procedimientos operativos homologados a nivel nacional entre los diferentes centros de control del CENACE, para que el control de la potencia reactiva y activa (voltaje y frecuencia), se realicen de forma estandarizada, al capitalizar la experiencia operativa y técnica, aquí presentada.
- B. Desarrollar un enganche o sincronismo, entre la lógica aquí presentada, de limitación de potencia activa, con la lógica de control de frecuencia en regulación primaria utilizada por el CENACE, esto es, cuando la frecuencia presente valores por encima de las bandas permitidas de regulación, la detección de exceso de generación con frecuencia arriba de  $60 \text{ Hz} \pm$  banda regulación secundaria, podrá enviar una consigna de limitación de generación eólica, corrigiendo la desviación de la frecuencia, pero se deberá hacer un estudio del movimiento de un monto de potencia activa por un decihertz de desvío de la frecuencia.
- C. Actualizar las “Reglas generales de interconexión”, al incorporar los criterios de consignas de limitación de potencia activa automática, en función de los diferentes escenarios de seguridad operativa previstos, al realizar el análisis de la red eléctrica, en la que se conectan las centrales generadoras eólicas.
- D. Definir procedimientos operativos de prueba de lógicas de control, como los disparos automáticos de línea (DAL), disparos automáticos de generación (DAG), control coordinado de voltaje (CCV), consigna de limitación de



potencia activa (LPA), ya que, actualmente, no existe un protocolo de prueba estandarizado.

- E. Diseño e incorporación de escenarios de prueba para capacitación y entrenamiento de ingenieros operadores de centros de control, incorporando prácticas en los simuladores de entrenamiento, utilizando las lógicas de control de voltaje y frecuencia. Así como uso del SENOP, para la validación de lógicas de control de voltaje y frecuencia, en sesiones fuera de línea, pero con modelos equivalentes de red eléctrica.
  
- F. Extrapolación de lógicas de control de centrales generadoras eólicas, para adaptarlas a centrales generadoras solares, considerando las particularidades de las mismas y topologías de red.



## REFERENCIAS

- [1] Programa sectorial de Energía 2013 – 2018. Secretaria de Energía.
- [2] Diario Oficial de la Federación, “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, pp. 1-24, reformada y derogada: 22 de diciembre de 1993.
- [3] Comisión Reguladora de Energía, «Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permisos con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente,» *Diario Oficial de la Federación*, pp. 1-40, 29 Marzo 2012.
- [4] Comisión Federal de Electricidad, “Procedimiento de Interacción Operativa entre el Área de Control Oriental y los permisionarios (o productor independiente)”, 2012.
- [5] Comisión Federal de Electricidad, “Reglas del Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”, *Diario Oficial de la Federación*, 3/Noviembre/2005.
- [6] Comisión Federal de Electricidad, “Informe estadístico de Área de Control Oriental”, Diciembre de 2013 y 2014.
- [7] Centro Nacional de Control de Energía, “Resumen de tipos de generación instalada en la red de la CFE”, Noviembre 2014.
- [8] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, “Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, DOF 30-11-2012.
- [9] Centro Nacional de Control de Energía “Relación de parques Eólicos Instalados en el Área de Control Oriental”, CFE, Noviembre de 2014.
- [10] Martins N., “Coordinated voltage control in transmission networks, CIGRE task force C4.602”, 2006.
- [11] E. Hernández, E. Luna, M. Gallegos, «Control Coordinado de Voltaje de Parques Eólicos,» *Paper accepted for presentation at the 2012 IEEE trondheim Power Tech*, pp. 1-6, 2012.
- [12] M.A. Barbosa, «Una Apreciación Global de los Parques Eólicos y su Interconexión a las Redes Eléctricas» *Paper accepted for presentation at the 2009 IEEE CONCAPAN XXIX*, pp. 1-6, 2009.



- [13] A. Inda, G. Villa y A. Meraz, «Operational Impact Evaluation of Wind Generation Integracion in the Mexican Electrical System,» *Paper accepted for presentation at the 2011 IEEE trondheim Power Tech*, pp. 1-8, 2011.
- [14] Y. S. Stypulkowski, R.C. Leborgne, «Wind farm interconnection analysis: A case study» *Paper accepted for presentation at the IEEE code 978-1-4673-2673-5/12*, pp. 1-8, 2012.
- [15] B. Abrego, D. Antonio, «Análisis interdisciplinario del Sistema Eléctrico de Potencia(SEP) para la Confiabilidad – Seguridad – Calidad (CSC) entorno a las Energías Renovables dentro de su operación y control» *Paper accepted for presentation at the 2011 IEEE, El Salvador*, pp. 1-9, 2011.
- [16] F.W. Koch, I. Erlich, «Dynamic Interaction of large Offshore Wind Farms with the Electric Power System,» *Paper accepted for presentation at the 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference*, pp. 1-7, 2003.
- [17] J.L. Aguero, M.C. Beroqui, F. Issouribehere, «Grid Frequency Control. Secondary Frequency Control Tuning taking into account Distributed Primary Frequency Control,» *Paper accepted for presentation at the IEEE code 978-1-4244-6551-4/10*, pp. 1-8, 2010.
- [18] C. Magalhaes Francisco, «Connecting Renewable Power Plant to the Brazilian Transmision Power System,» *The Institute of Brazilian Business and Public Management Issues the Minerva Program*, pp. 1-37, Washington 2012.
- [19] Xikai Sun, Ming Cheng, Wei Hua, Longya Xu, «Application of electrical variable transmission in wind power generation system» *Paper accepted for presentation at the IEEE code 978-1-4244-5287-3/10*, pp. 1-8, 2010.
- [20] Comisión Federal de Electricidad, curso de “Fundamentos de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Subdirección del CENACE, Área de Control Oriental, enero de 2013, pp. 96 – 116, Puebla, Pue..
- [21] M.C. García Kasusky Raúl y otros, curso de “Compensación de potencia reactiva”, Comisión Federal de Electricidad, Subdirección del CENACE, Área de Control Oriental, Diciembre de 2010, pp. 109 -119, Puebla, Pue.
- [22] E. Luna, C. Pérez Negrón, «Lógica de Control de Potencia Activa para los Parques Eólicos de la Región del Istmo de Tehuantepec por Problemáticas de Congestión de Energía» *Paper accepted for presentation at the 2014 IEEE trondheim Power Tech*, pp. 1-6, 2014.



- [23] M.C. Alavez Nolasco Alejandro, curso de “Control Automático de Generación de Operadores”, Comisión Federal de Electricidad, Subdirección del CENACE, Unidad de Ingeniería Avanzada, Octubre de 2009, pp. 7 - 33, Guadalajara, Jal.
- [24] Determinación de límites operativos del SEN en el horizonte de operación, MX-MDA-01, Comisión Federal de Electricidad, 2013.
- [25] N. Peña, "Manual para la Documentación e Implementación de los Esquemas de Acción Remedial (EAR) y Esquemas Complementarios (ECO)", CFE, 2012.
- [26] Emilio Luna, Manuel Gallegos, Christian Pérez Negrón y Elton Fernández “Desarrollo de la Lógica de Control de un Esquema Discreto para Control de Voltaje en la Zona del Istmo”. IEEE Sección México, RVP-2012, Acapulco, Guerrero.
- [27] Criterios de Seguridad Operativa del Centro Nacional de Control de Energía, CFE, México D.F. 2012.
- [28] Criterios de análisis de flujos de potencia del Centro Nacional de Control de Energía, CFE, México D.F. 2014.
- [29] Manuel Basilio Ortíz, Tesis “Procedimiento para el Restablecimiento de Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando un simulador en tiempo real”, Instituto Politécnico Nacional, México, D.F. 2004.
- [30] Criterios de sobrecarga en bancos de transformación de la Subdirección de Transmisión, CFE, México D.F. 2010.



## ANEXOS

**Anexo 1.-** Código en MATLAB para el control de frecuencia y flujos de potencia, mediante consignas de limitación de generación eólica.

Programa principal:

```
% PROGRAMA QUE GENERA CONSIGNAS DE LIMITACIÓN DE MW
% ANTE LA OCURRENCIA DE DISPAROS Ó REQUERIMIENTOS DE
% LIBRANZAS EN EQUIPOS PRIMARIOS DE LA RED ASOCIADA
% A LOS PARQUES EÓLICOS DEL ISTMO DE TEHUANTEPEC.
% HECHO POR EL ING. EMILIO LUNA QUIROZ
clc
clear all
MODO = input('INSERTE: 0 --> CONTINGENCIA    1 --> LIBRANZA DE EMERGENCIA
2 --> LIMITACIÓN DE GEN. EOLICA: ');
%% CENTRALES PARTICIPANTES EN LAS DIFERENTES LIMITACIONES DE MW:
% CONECTADAS EN 230 KV
POR1 = 0;    POR2 = 0;    POR3 = 0;    POR4 = 0;
DEM1 = 0;    DEM2 = 0;    DEM3 = 0;
DED1 = 0;    DED2 = 0;    DED3 = 0;
EOD1 = 0;    EOD2 = 0;    EOD3 = 0;
EOC1 = 0;    EOC2 = 0;    EOC3 = 0;
EOT1 = 0;    EOT2 = 0;    EOT3 = 0;
BSD1 = 0;    BSD2 = 0;    BSD3 = 0;
EDP1 = 0;    EDP2 = 0;    EDP3 = 0;
%% CENTRALES PARTICIPANTES EN LAS DIFERENTES LIMITACIONES DE MW:
% CONECTADAS EN 115 KV
FEI1 = 0;    FEI4 = 0;
BIIN1 = 0;    BIIN4 = 0;
BIIS1 = 0;    BIIS4 = 0;
EDS1 = 0;    EDS4 = 0;
ERT1 = 0;    ERT4 = 0;
EZO1 = 0;    EZO4 = 0;
ESN1 = 0;    ESN4 = 0;
%% GENERACIÓN DE PARQUES CONECTADOS EN 230 KV
MWDEM = 90; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. DEMEX
MWDED = 138; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. DEMEX DOS
MWEOD = 102; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. OAXACA DOS
MWEOC = 102; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. OAXACA CUATRO
MWEOT = 102; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. OAXACA TRES
MWBSD = 142; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. BII STINÚ DOS
MWEDP = 160; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. EOLIATEC DEL PACÍFICO

%% GENERACIÓN DE PARQUES CONECTADOS EN 115 KV
MWFEI = 80; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. FUERA EÓLICA DEL ISTMO
MWBIIN = 117; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. BII HIOXO NORTE
MWBIIS = 117; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. BII HIOXO SUR
MWEDS = 70; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. DOS ARBOLITOS
MWERT = 74; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. EL RETIRO
MWEZO = 70; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. ZOPILOAPAN
MWESN = 74; % MW ENTREGADOS A CFE POR LA C.E. ESTIPA NAYYA

%% GENERACIÓN EÓLICA TOTAL EN IPO
[MWDEM, MWDED, MWEOD, MWEOC, MWEOT, MWBSD, MWEDP, MWFEI, MWBIIN, MWBIIS, MWEDS, MWERT, MWEZO, MWESN] = ...
```



# BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

```
CAP_CONT_DISP (MWDEM, MWDED, MWEOD, MWEOC, MWEOT, MWBSD, MWEDP, MWFEI, MWBIIN, MWBIIS, MWEDS, MWERT, MWEZO, MWESN) ;
```

```
TGEN230 = MWDEM + MWDED + MWEOD + MWEOC + MWEOT + MWBSD + MWEDP;  
TGEN115 = MWFEI + MWBIIN + MWBIIS + MWEDS + MWERT + MWEZO + MWESN;  
TGEN = TGEN230 + TGEN115;
```

```
%% CÁLCULO DE LAS VARIABLES QUE DETERMINARÁN LAS 4 DIFERENTES
```

```
LIMITACIONES
```

```
% EXISTENTES EN LA RED INVOLUCRADA DEL ISTMO DE TEHUANTEPEC.
```

```
A3V30 = 800;    % MW EN LA LÍNEA JUI-A3V30-IPO  
A3V40 = 800;    % MW EN LA LÍNEA JUI-A3V40-IPO  
IPOAT1 = 350;   % MW A TRAVÉS DEL BANCO IPO AT1 400/230 KV Y 375 MVA'S  
IPOAT2 = 350;   % MW A TRAVÉS DEL BANCO IPO AT2 400/230 KV Y 375 MVA'S  
IPOAT3 = 350;   % MW A TRAVÉS DEL BANCO IPO AT3 400/230 KV Y 375 MVA'S  
IPOT4 = 350;    % MW A TRAVÉS DEL BANCO IPO T4 400/115 KV Y 375 MVA'S  
IPOT5 = 350;    % MW A TRAVÉS DEL BANCO IPO T5 400/115 KV Y 375 MVA'S
```

```
%% CÁLCULO DE LIMITANTES Y AJUSTE EN PORCIENTO DE LOS PARQUES EÓLICOS DE  
% ACUERDO A CONTINGENCIA
```

```
if MODO == 0 || MODO == 1  
    LIM_1_LT = 1000;           %LIMITANTE CUANDO SE TIENE EN  
SERVICIO SÓLO UNA LT DE IPO-JUI  
    LIM_2_AT = 750;           %LIMITANTE CUANDO SE TIENE EN  
SERVICIO SÓLO DOS AT  
    LIM_1_AT = 350;           %LIMITANTE CUANDO SE TIENE EN  
SERVICIO SÓLO UN AT  
    LIM_1_T = 350;           %LIMITANTE CUANDO SE TIENE EN  
SERVICIO SÓLO UN T  
  
    LIM1 = A3V30 + A3V40;     %VARIABLE PARA CONTINGENCIA DE UNA  
LÍNEA DE 400 KV  
    POR1 = LIM_1_LT/TGEN;  
    if POR1 > 1  
        POR1 = 1;  
    end  
    LIM2 = IPOAT1 + IPOAT2 + IPOAT3; %VARIABLE PARA CONTINGENCIA DE UN  
BANCO DE POTENCIA DE 400/230 KV  
    POR2 = LIM_2_AT/TGEN230;  
    if POR2 > 1  
        POR2 = 1;  
    end  
    LIM3 = IPOAT1 + IPOAT2 + IPOAT3; %VARIABLE PARA CONTINGENCIA DE DOS  
BANCOS DE POTENCIA DE 400/230 KV  
    POR3 = LIM_1_AT/TGEN230;  
    if POR3 > 1  
        POR3 = 1;  
    end  
    LIM4 = IPOT4 + IPOT5;     %VARIABLE PARA CONTINGENCIA DE UN  
BANCOS DE POTENCIA DE 400/115 KV  
    POR4 = LIM_1_T/TGEN115;  
    if POR4 > 1  
        POR4 = 1;  
    end  
elseif MODO == 2
```



```
display(' ')
display('SELECCIONE EN DONDE REQUIERE LA LIMITACIÓN DE GENERACIÓN
EÓLICA...')
display(' ')
LIM_GE = input('1 --> GEN. EÓLICA TOTAL 2 --> GEN. EÓLICA IPO 230 KV
3 --> GEN. EÓLICA IPO 115 KV: ');
display(' ')
MW_REQ = input('INTRODUZCA CUAL ES EL MONTO DE GENERACIÓN REQUERIDO
EN MW: ');
display(' ')

if LIM_GE == 1
    POR5 = MW_REQ/TGEN;
    if POR5 > 1
        POR5 = 1;
    end
elseif LIM_GE == 2
    POR6 = MW_REQ/TGEN230;
    if POR6 > 1
        POR6 = 1;
    end
elseif LIM_GE == 3
    POR7 = MW_REQ/TGEN115;
    if POR7 > 1
        POR7 = 1;
    end
end

end

%% ESTADOS DE LA TOPOLOGÍA DE LA RED DE IXTEPEC POTENCIA
[IPOA3V30, IPOA8220, IPOA3V40, IPOA8110, IPOA2010, IPO92010, IPOA2020, IPO92020,
IPOA2030, ...

IPOA8330, IPO92030, IPOA2040, IPOA8440, IPO72040, IPOA2050, IPOA8550, IPO72050]
= ESTADO_INTS;
%% INTERRUPTORES DE LA LT IPO A3V30 JUI
% INDICADOR QUE AL ABRIR LOS INTERRUPTORES DE LA LT EL FLUJO ES 0 MW
if IPOA3V30 == 0 && IPOA8220 == 0
    A3V30 = 0;
end
%% INTERRUPTORES DE LA LT IPO A3V40 JUI
% INDICADOR QUE AL ABRIR LOS INTERRUPTORES DE LA LT EL FLUJO ES 0 MW
if IPOA3V40 == 0 && IPOA8110 == 0
    A3V40 = 0;
end
%% INTERRUPTORES DEL IPO AT1
% INDICADOR QUE AL ABRIR LOS INTERRUPTORES DEL AT EL FLUJO ES 0 MW
if (IPOA2010 == 0 && IPOA8110 == 0) || (IPO92010 == 0)
    IPOAT1 = 0;
end
%% INTERRUPTORES DEL IPO AT2
% INDICADOR QUE AL ABRIR LOS INTERRUPTORES DEL AT EL FLUJO ES 0 MW
if (IPOA2020 == 0 && IPOA8220 == 0) || (IPO92020==0)
    IPOAT2 = 0;
end
%% INTERRUPTORES DEL IPO AT3
% INDICADOR QUE AL ABRIR LOS INTERRUPTORES DEL AT EL FLUJO ES 0 MW
```



```
if (IPOA2030 == 0 && IPOA8330 == 0) || (IPO92030 == 0)
    IPOAT3 = 0;
end
%% INTERRUPTORES DEL IPO T4
% INDICADOR QUE AL ABRIR LOS INTERRUPTORES DEL T EL FLUJO ES 0 MW
if (IPOA2040 == 0 && IPOA8440 == 0) || (IPO72040 == 0)
    IPOT4 = 0;
end
%% INTERRUPTORES DEL IPO T5
% INDICADOR QUE AL ABRIR LOS INTERRUPTORES DEL T EL FLUJO ES 0 MW
if (IPOA2050 == 0 && IPOA8550 == 0) || (IPO72050 == 0)
    IPOT5 = 0;
end
%% SECCIÓN DE EJECUCIÓN DE LA LÓGICA DEL ALGORITMO
%MODO = 1; % ENTRADA MANUAL, 0 ES OPERACIÓN AUTOMÁTICA Y 1 ES OPERACIÓN
FORZADA
GE_PARQUES = zeros(4,14);
if MODO == 1 % NO VISIBLE PARA EL OPERADOR
    display(' ')
    display('***EJECUTANDO MODO MANUAL***')
    display(' ')
    EQ = 0; % ESTA BANDERA ES PARA INHIBIR O NO CONSIDERAR UN EQUIPO EN
PARTICULAR
    SELEC1 = input('TECLEE 1 SI LA LIMITACIÓN DE MW ES POR APERTURA DE
UNA LT IPO-JUI, SI NO TECLEE 0: ');
    SELEC2 = input('TECLEE 1 SI LA LIMITACIÓN DE MW ES POR APERTURA DE UN
IPO AT, SI NO TECLEE 0: ');
    SELEC3 = input('TECLEE 1 SI LA LIMITACIÓN DE MW ES POR APERTURA DE
DOS IPO AT, SI NO TECLEE 0: ');
    SELEC4 = input('TECLEE 1 SI LA LIMITACIÓN DE MW ES POR APERTURA DE UN
IPO T, SI NO TECLEE 0: ');
    display(' ')
    if SELEC1 == 1

[GENEOTOT_LIM1,GE_PARQUES,DEM1,DED1,EOD1,EOC1,EOT1,BSD1,EDP1,FEI1,BIIN1,B
IIS1,EDS1,ERT1,EZO1,ESN1] =...

LIM_ESC1(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR1,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P,MWFEI,MWBIIN,MWBIIS,MWEDS,MWERT,MWEZO,MWESN);
    end
    if SELEC2 == 1
        [GENEO230_LIM2,GE_PARQUES,DEM2,DED2,EOD2,EOC2,EOT2,BSD2,EDP2] =
LIM_ESC2(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR2,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P);
    end
    if SELEC3 == 1
        [GENEO230_LIM3,GE_PARQUES,DEM3,DED3,EOD3,EOC3,EOT3,BSD3,EDP3] =
LIM_ESC3(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR3,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P);
    end
    if SELEC4 == 1
        [GENEO115_LIM4,GE_PARQUES,FEI4,BIIN4,BIIS4,EDS4,ERT4,EZO4,ESN4] =
LIM_ESC4(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR4,MWFEI,MWBIIN,MWBIIS,MWEDS,MWERT,MWEZO,MW
ESN);
    end
elseif MODO == 0
```



```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
display(' ')
display('***EJECUTANDO MODO AUTOMÁTICO***')
display(' ')
%% DEFINICIÓN DE LA LIMITACIÓN 1 (PÉRDIDA DE UNA LT DE 400 KV)
if IPOA3V30 == 0 && IPOA8220 == 0 && A3V30 >= 0 && A3V30 <= 10
    EQ = 6; %ESTA BANDERA INDICA QUE EL EQUIPO ES LA LT IPO A3V30 JUI

[GENEOTOT_LIM1,GE_PARQUES,DEM1,DED1,EOD1,EOC1,EOT1,BSD1,EDP1,FEI1,BIIN1,B
IIS1,EDS1,ERT1,EZO1,ESN1] =...

LIM_ESC1(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR1,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P,MWFEI,MWBIIN,MWBIIS,MWEDS,MWERT,MWEZO,MWESN);
end
if IPOA3V40 == 0 && IPOA8110 == 0 && A3V40 >= 0 && A3V40 <= 10
    EQ = 7; %ESTA BANDERA INDICA QUE EL EQUIPO ES LA LT IPO A3V40 JUI

[GENEOTOT_LIM1,GE_PARQUES,DEM1,DED1,EOD1,EOC1,EOT1,BSD1,EDP1,FEI1,BIIN1,B
IIS1,EDS1,ERT1,EZO1,ESN1] =...

LIM_ESC1(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR1,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P,MWFEI,MWBIIN,MWBIIS,MWEDS,MWERT,MWEZO,MWESN);
end
%% DEFINICIÓN DE LA LIMITACIÓN 2 (PÉRDIDA DE UN BANCO 400/230 KV)
if ((IPOA2010 == 0 && IPOA8110 == 0) || (IPO92010 == 0)) && (IPOAT1
>= 0 && IPOAT1 <= 10)
    EQ = 1; %ESTA BANDERA INDICA QUE EL EQUIPO ES EL IPO AT1
    [GENEO230_LIM2,GE_PARQUES,DEM2,DED2,EOD2,EOC2,EOT2,BSD2,EDP2] =
LIM_ESC2(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR2,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P);
end
if ((IPOA2020 == 0 && IPOA8220 == 0) || (IPO92020==0)) && (IPOAT2 >=
0 && IPOAT2 <= 10)
    EQ = 2; %ESTA BANDERA INDICA QUE EL EQUIPO ES EL IPO AT2
    [GENEO230_LIM2,GE_PARQUES,DEM2,DED2,EOD2,EOC2,EOT2,BSD2,EDP2] =
LIM_ESC2(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR2,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P);
end
if ((IPOA2030 == 0 && IPOA8330 == 0) || (IPO92030 == 0)) && (IPOAT3
>= 0 && IPOAT3 <= 10)
    EQ = 3; %ESTA BANDERA INDICA QUE EL EQUIPO ES EL IPO AT3
    [GENEO230_LIM2,GE_PARQUES,DEM2,DED2,EOD2,EOC2,EOT2,BSD2,EDP2] =
LIM_ESC2(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR2,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P);
end
%% DEFINICIÓN DE LA LIMITACIÓN 3 (PÉRDIDA DE DOS BANCOS 400/230 KV)
if ((IPOA2010 == 0 && IPOA8110 == 0) || (IPO92010 == 0)) && (IPOAT1
>= 0 && IPOAT1 <= 10)
    if ((IPOA2020 == 0 && IPOA8220 == 0) || (IPO92020 == 0)) &&
(IPOAT2 >= 0 && IPOAT2 <= 10)
        EQ = 8; %ESTA BANDERA INDICA QUE EL EQUIPO ES LA COMBINACIÓN
IPO AT1 E IPO AT2
        [GENEO230_LIM3,GE_PARQUES,DEM3,DED3,EOD3,EOC3,EOT3,BSD3,EDP3]
=
LIM_ESC3(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR3,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P);
    end
end
end
```



```
end
end
if ((IPOA2010 == 0 && IPOA8110 == 0) || (IPO92010 == 0)) && (IPOAT1
>= 0 && IPOAT1 <= 10)
    if ((IPOA2030 == 0 && IPOA8330 == 0) || (IPO92030 == 0)) &&
(IPOAT3 >= 0 && IPOAT3 <= 10)
        EQ = 9; %ESTA BANDERA INDICA QUE EL EQUIPO ES LA COMBINACIÓN
IPO AT1 E IPO AT3
        [GENEO230_LIM3,GE_PARQUES,DEM3,DED3,EOD3,EOC3,EOT3,BSD3,EDP3]
=
LIM_ESC3(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR3,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P);
    end
end
if ((IPOA2020 == 0 && IPOA8220 == 0) || (IPO92020 == 0)) && (IPOAT2
>= 0 && IPOAT2 <= 10)
    if ((IPOA2030 == 0 && IPOA8330 == 0) || (IPO92030 == 0)) &&
(IPOAT3 >= 0 && IPOAT3 <= 10)
        EQ = 10; %ESTA BANDERA INDICA QUE EL EQUIPO ES LA COMBINACIÓN
IPO AT2 E IPO AT3
        [GENEO230_LIM3,GE_PARQUES,DEM3,DED3,EOD3,EOC3,EOT3,BSD3,EDP3]
=
LIM_ESC3(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR3,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P);
    end
end
%% DEFINICIÓN DE LA LIMITACIÓN 4 (PÉRDIDA DE UN BANCO 400/115 KV)
if ((IPOA2040 == 0 && IPOA8440 == 0) || (IPO72040 == 0)) && (IPOT4 >=
0 && IPOT4 <= 10)
    EQ = 4;
    [GENEO115_LIM4,GE_PARQUES,FEI4,BIIN4,BIIS4,EDS4,ERT4,EZO4,ESN4] =
LIM_ESC4(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR4,MWFEI,MWBIIN,MWBIIS,MWEDS,MWERT,MWEZO,MW
ESN);
end
if ((IPOA2050 == 0 && IPOA8550 == 0) || (IPO72050 == 0)) && (IPOT5 >=
0 && IPOT5 <= 10)
    EQ = 5;
    [GENEO115_LIM4,GE_PARQUES,FEI4,BIIN4,BIIS4,EDS4,ERT4,EZO4,ESN4] =
LIM_ESC4(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR4,MWFEI,MWBIIN,MWBIIS,MWEDS,MWERT,MWEZO,MW
ESN);
end
elseif MODO == 2
    EQ = 0; % ESTA BANDERA ES PARA INHIBIR O NO CONSIDERAR UN EQUIPO EN
PARTICULAR
    if LIM_GE == 1
        [GENEOTOT_LIM1,GE_PARQUES,DEM1,DED1,EOD1,EOC1,EOT1,BSD1,EDP1,FEI1,BIIN1,B
IIS1,EDS1,ERT1,EZO1,ESN1] =...
LIM_ESC1(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR5,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P,MWFEI,MWBIIN,MWBIIS,MWEDS,MWERT,MWEZO,MWESN);
    elseif LIM_GE == 2
        [GENEO230_LIM2,GE_PARQUES,DEM2,DED2,EOD2,EOC2,EOT2,BSD2,EDP2] =
LIM_ESC2(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR6,MWDEM,MWDED,MWEOD,MWEOC,MWEOT,MWBSD,MWED
P);
    elseif LIM_GE == 3
```



```
[GENEO115_LIM4,GE_PARQUES,FEI4,BIIN4,BIIS4,EDS4,ERT4,EZO4,ESN4] =
LIM_ESC4(GE_PARQUES,MODO,EQ,POR7,MWF EI,MWBIIN,MWBIIS,MWEDS,MWERT,MWEZO,MW
ESN);
    end
else
    display(' ')
    display('***** LA ENTRADA FUE INCORRECTA, FAVOR DE CORRER NUEVAMENTE
EL PROGRAMA *****')
    break
end

AUX = sort(GE_PARQUES); %ORDENA DE MENOR A MAYOR LOS ELEMENTOS DE LOS
VECTORES DE UNA MATRIZ
cont = 0;
CONS_MIN_MW = zeros(14,1);
for j = 1 : 14
    cont = cont + 1;
    for i = 1 : 4
        if AUX(i,j) ~= 0
            CONS_MIN_MW(cont,1) = AUX(i,j);
            break
        end
    end
end
display(' ')
display('LA CONSIGNA DE LIMITACIÓN DE MW POR PARQUE ES: ')
CONS_MIN_MW

if sum(CONS_MIN_MW(1:7,1)) > 0 && sum(CONS_MIN_MW(8:14,1)) > 0
    display(' ')
    display('LA GENERACIÓN EÓLICA TOTAL MÁXIMA QUE SE PUEDE GENERAR ES:
')
    GEN_EO_TOT = sum(CONS_MIN_MW)
else
end

display(' ')
display('LA GENERACIÓN EÓLICA EN 230 KV MÁXIMA QUE SE PUEDE GENERAR ES:
')
GEN_EO_230 = sum(CONS_MIN_MW(1:7,1))
display(' ')
display('LA GENERACIÓN EÓLICA EN 115 KV MÁXIMA QUE SE PUEDE GENERAR ES:
')
GEN_EO_115 = sum(CONS_MIN_MW(8:14,1))
display(' ')
display('***NOTA: SI EL RESULTADO ES CERO, SIGNIFICA QUE NO HAY
LIMITACIÓN DE GENERACIÓN')
```