

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE
TRANSMISIÓN DEL SISTEMA OCCIDENTAL A LA
ENTRADA EN SERVICIO DE LAS PRINCIPALES OBRAS DE
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Yousef D., Alejandro.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE
TRANSMISIÓN DEL SISTEMA OCCIDENTAL A LA
ENTRADA EN SERVICIO DE LAS PRINCIPALES OBRAS DE
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN**

Prof. Guía: Ing. Jose Mora
Tutor Industrial: Ing. Argenis Veramendi

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Yousef D., Alejandro.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2014

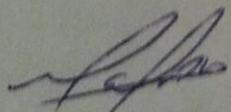
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

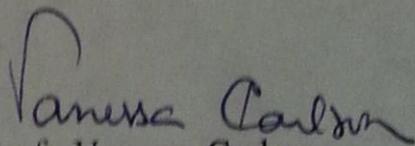
Caracas, 19 de junio de 2014

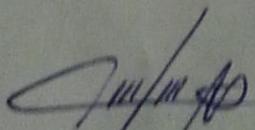
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Alejandro Yousef Da Silva., titulado:

“ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA OCCIDENTAL A LA ENTRADA EN SERVICIO DE LAS PRINCIPALES OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la opción de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Rafael Malpica
Jurado


Prof. Vanessa Carlson
Jurado


Prof. José Mora
Prof. Guía

DEDICATORIA

*A mi familia,
Amanda
y a la Ilustre Universidad Central de Venezuela.*

AGRADECIMIENTOS

A los ingenieros Alberto De Nobrega e Ingrid Faquirá por sus consejos.

A los ingenieros Argenis Veramendi y Marcos Ortiz por sus enseñanzas.

A los ingenieros Ángel Sandoval, Ricardo Díaz, Darihelen Montilla y Carlos Revette por su generosa contribución.

Al ingeniero Elena Carballo por el trabajo realizado.

Y a todos aquellos que de alguna forma participaron en la realización de este trabajo, mis agradecimientos.

Yousef Da Silva, Alejandro
ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE
TRANSMISIÓN DEL SISTEMA OCCIDENTAL A LA ENTRADA
EN SERVICIO DE LAS PRINCIPALES OBRAS DE
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Profesor Guía: Ing. José Luis Mora. **Tutor Industrial:** Ing. Argenis Veramendi. **Tesis.** Caracas. U.C.V. **Facultad de Ingeniería.** Escuela de Ingeniería Eléctrica. **Ingeniero Electricista.** **Opción:** Potencia. **Institución:** Corpoelec. **2014. 107 h. + anexos.**

Palabras claves: Límites de transmisión, Estabilidad de sistemas de potencia, Régimen dinámico, Importación Suroccidente, Exportación Yaracuy.

Resumen: La investigación tuvo como objetivo general determinar la sensibilidad de los límites de transmisión del sistema eléctrico occidental venezolano a la entrada en servicio de las principales obras de generación y transmisión proyectadas por el Departamento de Planificación de Transmisión de Corpoelec para el sistema occidental para los años 2015 y 2019. Los límites de transmisión corresponden a los nexos Importación Suoroccidente y Exportación Yaracuy y fueron calculados siguiendo una metodología por variación de demanda y otra por variación de generación. Para facilitar la determinación de los límites, se desarrolló una subrutina en el lenguaje de programación DPL (DIgSILENT Programming Language). Los resultados de la investigación le proporcionan a los planificadores de Corpoelec información útil para la detección de estados de operación riesgosos del sistema eléctrico que impidan en suministro confiable de energía eléctrica a la totalidad de la demanda del sistema occidental.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE GRÁFICOS	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
ACRÓNIMOS	xiv
INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO I	16
1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.1.1 Descripción del sistema de transmisión venezolano.....	16
1.2.- JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	18
1.3.- OBJETIVO GENERAL	20
1.4.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
CAPÍTULO II	22
2.1.- MARCO REFERENCIAL TEÓRICO	22
2.1.1 Capacidad de transmisión de un sistema eléctrico de potencia.....	22
2.1.1.1 Determinación de la capacidad de transmisión.....	23
2.1.1.2 Límites de la capacidad de transmisión.....	24
2.1.2 Estabilidad de sistemas de potencia.....	25
2.1.2.1 Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia... ..	26
2.1.3 Control de voltaje del sistema de potencia.....	32
2.1.3.1 Sistema de excitación del generador sincrónico.....	33
2.1.3.2 Equipos de compensación shunt.....	35
2.1.3.3 Cambio de tomas de transformadores.....	36

2.1.3.4	Compensador estático de potencia.....	36
2.1.4	Control de la frecuencia del sistema de potencia.....	39
CAPÍTULO III	41
3.1.-	MARCO METODOLÓGICO	41
3.1.1	Tipo de investigación.....	41
3.1.2	Procedimiento.	41
3.1.2.1	Inducción.....	41
3.1.2.2	Ajuste del caso de estudio.....	43
3.1.2.3	Elaboración de subrutina para cálculo de respuesta transitoria.	45
3.1.2.4	Cálculo de los límites de transmisión.	45
3.1.2.5	Desarrollo de la sensibilidad en los límites de transmisión.	49
3.1.2.6	Documentación del procedimiento.	52
CAPÍTULO IV	53
4.1.-	RESULTADOS	53
4.1.1	Inducción.....	53
4.1.2	Ajuste del caso de estudio.....	53
4.1.3	Elaboración de subrutina cálculo de respuesta transitoria. .	58
4.1.4	Cálculo de los límites de transmisión.	60
4.1.4.1	Por variación de demanda.	62
4.1.4.2	Por variación de generación.....	71
4.1.5	Desarrollo de la sensibilidad.....	82
4.1.5.1	Importación Suroccidente.	82
4.1.5.2	Exportación Yaracuy.	88
4.1.6	Documentación del procedimiento.	89
CAPÍTULO V	91
5.1.-	ANÁLISIS DE RESULTADOS	91
5.1.1	Importación Suroccidente	91
5.1.1.1	Escenario año 2015.....	91
5.1.1.2	Escenario año 2019.....	93
5.1.2	Exportación Yaracuy.	95

5.1.2.1	Escenario año 2015.....	95
5.1.2.2	Escenario año 2019.....	95
5.1.3	Sensibilidad.....	96
5.1.3.1	Escenario año 2015.....	96
5.1.3.2	Escenario año 2019.....	99
RECOMENDACIONES.....		104
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		105
BIBLIOGRAFÍAS		106
ANEXOS.....		108

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.- Perfil de tensión Importación Suroccidente (año 2015).	56
Gráfico 2.- Perfil de tensión Exportación Yaracuy (año 2015).	56
Gráfico 3.- Perfil de tensión Importación Suroccidente (año 2019).	57
Gráfico 4.- Perfil de tensión Exportación Yaracuy (año 2019).	57
Gráfico 5.- Prueba de escalón al gobernador de Termozulia II G1.	58
Gráfico 6.- Tensiones barras de interés (año 2015).	63
Gráfico 7.- Tensión barras de interés (año 2015).	65
Gráfico 8.- Tensiones barras de interés (año 2019).	68
Gráfico 9.- Tensión barras de interés (año 2019).	70
Gráfico 10.- Tensiones barras de interés (año 2015).	72
Gráfico 11.- Tensión barras de interés (año 2015).	75
Gráfico 12.- Tensión barras de interés (año 2019).	78
Gráfico 13.- Tensión barras de interés (año 2019).	80
Gráfico 14.- Tensiones topología año 2013.	83
Gráfico 15.- Tensiones tramo Buena Vista – Vigía II.	84
Gráfico 16.- Tensiones tramo Vigía II – Uribante.	84
Gráfico 17.- Conexión Portuguesa 400 kV.	85
Gráfico 18.- Doble conexión a 230 kV Buena Vista - Vueltona.	86
Gráfico 19.- Conexión a 400 kV Buena Vista – Vueltona.	86
Gráfico 20.- Segundo generador Vueltona	87
Gráfico 21.- Primer generador Coloradas.	88
Gráfico 22.- Conexión Portuguesa 400 kV.	89
Gráfico 23.- Sensibilidad Importación Suroccidente (año 2015).	98
Gráfico 24.- Sensibilidad Importación Suroccidente por variación de demanda (año 2019).	100
Gráfico 25.- Sensibilidad Importación Suroccidente por variación de generación (año 2019).	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Sistema Eléctrico Nacional (año 2013).....	18
Figura 2.- Nexos de intercambio del Sistema Occidental (año 2013).....	19
Figura 3.- Límites de transmisión.	25
Figura 4.- Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia.	27
Figura 5.- Respuesta del ángulo del rotor ante perturbación.	28
Figura 6.- Curva de capacidad de reactivos de un generador sincrónico.	33
Figura 7.- Diagrama funcional sistema de excitación.	34
Figura 8.- Transformador con cambio de tomas.	36
Figura 9.-SVC.	37
Figura 10.- Curva característica SVC.	38
Figura 11.- SVS.....	38
Figura 12.- Diagrama funcional gobernador.	39
Figura 13.- Respuesta de un generador con gobernador.	40
Figura 14.- Flujograma de cálculo de limite de transmisión por variación de demanda.	47
Figura 15.- Flujograma de cálculo límite de transmisión por variación de generación.	49
Figura 17.- Topología Sistema Occidental (año 2015).	50
Figura 18.- Topología Sistema Occidental (año 2019).	51
Figura 19.- Nexo Importación Suroccidente.	59
Figura 20.- Nexo Exportación Yaracuy.	59
Figura 21.- Medición Importación Suroccidente mediante subrutina.....	60
Figura 22.- Niveles iniciales de intercambio (año 2015).	61
Figura 23.- Niveles iniciales de intercambio (año 2019).	62
Figura 24.- Intercambio variación de demanda (año 2015).	64
Figura 25.- Intercambio variación de demanda (año 2015).	66
Figura 26.- Intercambio variación de demanda (año 2019).	69
Figura 27.- Intercambio por variación de demanda (año 2019).	71
Figura 28.- Intercambio por variación de generación (año 2015).	74

Figura 29.- Intercambio por variación de generación (año 2015).....	76
Figura 30.- Intercambio por variación de generación (año 2019).....	79
Figura 31.- Intercambio por variación de generación (año 2019).....	82
Figura 32.- Flujograma para ajustar el caso en condiciones normales de operación.	90

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Obras sensibilidad año 2015.....	50
Tabla 2.- Obras sensibilidad año 2019.....	51
Tabla 3.- Generación y demanda estimadas (año 2015).	54
Tabla 4.- Generación y demanda estimadas (año 2019).	55
Tabla 5.- Niveles iniciales de intercambio SEN (año 2015).....	60
Tabla 6.- Niveles iniciales de intercambio SEN año 2019.....	61
Tabla 7.- Máxima demanda año 2015.....	63
Tabla 8.- Intercambio variación demanda año 2015.....	64
Tabla 9.- Intercambio variación de demanda (año 2015).	66
Tabla 10.- Máxima demanda (año 2019).	67
Tabla 11.- Intercambio por variación de demanda (año 2019).	68
Tabla 12.- Intercambio por variación de demanda (año 2019).	70
Tabla 13.- Despacho de generación año 2015.	71
Tabla 14.- Variación despacho generación térmica año 2015.	73
Tabla 15.-Intercambio por variación de generación año 2015.....	73
Tabla 16.- Variación de generación (año 2015).....	75
Tabla 17.- Intercambio por variación de generación (año 2015).	76
Tabla 18.- Despacho de generación (año 2019).....	77
Tabla 19.- Variación de generación hidráulica (año 2019).....	78
Tabla 20.- Intercambio por variación de generación (año 2019).	79
Tabla 21.- Variación de generación (año 2019).....	81
Tabla 22.- Intercambio por variación de generación (año 2019).	81
Tabla 23.- Límites de transmisión.....	96

ACRÓNIMOS

CND: Centro Nacional de Despacho.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SIPDE: Sistema de Información de Pronóstico de Demanda Eléctrica.

DPDT: Departamento de Planificación de Transmisión.

CADAFE: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo está dividido en cinco capítulos. El primero de ellos, plantea el problema vinculado a la transferencia de potencia de forma confiable entre las distintas áreas que conforman un sistema eléctrico, además de dar justificación a la necesidad de determinar los límites de transmisión entre áreas. Todo ello se realiza bajo el contexto del sistema eléctrico venezolano.

En el segundo capítulo se expone la base teórica sobre la que se fundamenta el estudio. Esta abarca principalmente los temas referentes a límites de transmisión; estabilidad de voltaje, angular y de frecuencia y control de frecuencia y de voltaje del sistema de potencia.

El tercer capítulo comprende el marco metodológico de la investigación, en el cual quedan asentados los pasos seguidos para el cumplimiento de los objetivos planteados. Se señala el tipo de investigación, los criterios y premisas de simulación, el procedimiento para el cálculo de límites de transmisión y el uso de la subrutina desarrollada.

Los capítulos cuarto y quinto, presentan los resultados obtenidos luego de la ejecución de la metodología y los análisis de los resultados respectivamente. Se destacan las condiciones del sistema en condiciones normales de operación, los valores de los límites de transmisión, las variables que limitan la transferencia de potencia en los nexos de interés, y la sensibilidad de los límites de transmisión calculados ante la entrada de las obras proyectadas.

CAPÍTULO I

1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El suministro de energía eléctrica hacia las distintas áreas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es realizado a través del sistema de transmisión. Este sistema interconecta las principales unidades de generación del país con los grandes centros de consumo. Generalmente la totalidad de la demanda de un área no puede ser cubierta con su generación propia, por lo que es indispensable la transferencia de potencia desde otras áreas. Para que esta transferencia sea realizada de manera confiable el sistema debe operar por debajo de sus límites de transmisión, de manera tal que los mecanismos de control disponibles doten al sistema de la capacidad de alcanzar un nuevo punto de equilibrio luego de la ocurrencia de perturbaciones.

La capacidad de transmisión entre áreas varía con el tiempo debido a los cambios en la topología del sistema, la instalación de nueva generación y el crecimiento de la demanda. Como las condiciones del sistema varían, el cálculo de los límites de transmisión debe realizarse regularmente, por lo que el problema sería: *¿Cómo determinar la variación en los límites de transmisión previamente definidos?*

1.1.1 Descripción del sistema de transmisión venezolano.

El sistema de transmisión venezolano (año 2013) está compuesto por líneas y subestaciones de alta y extra alta tensión cuya principal finalidad es transportar la energía generada en los centros de generación a los centros de carga del país. Las centrales hidroeléctricas localizadas en la región de Guayana generan en promedio el 70% de la energía que consume el país, la cual es llevada a los centros de distribución regionales mediante la red de transmisión en los niveles de 765 kV, 400 kV y 230 kV.

El sistema a 765 kV tiene su origen en la subestación Guri “B”, ubicada en el estado Bolívar, y se extiende hacia el centro del país mediante tres líneas de transmisión que llegan a la subestación San Gerónimo “B” pasando por la subestación de corte Malena. A partir de San Gerónimo “B” se enlaza con las subestaciones en la región Centro Norte del país: Sur 765/230 kV, La Horqueta 765/400/230 kV y La Arenosa 765/400/230 kV, y desde ésta última continúa hacia el centro occidente del país con dos líneas hasta la subestación Yaracuy 765/400/230 kV.

A nivel de 400 kV, existen dos grandes sistemas: el primero de ellos parte del patio Guri “A” y se extiende hacia la región Centro – Oriental del país con tres líneas de transmisión. Dos llegan hasta la subestación Santa Teresa, ubicada en el centro y continúa con una línea a la subestación Ciudad Lozada, ambas pasando previamente por las subestaciones El Tigre y San Gerónimo “A”, mientras que la tercera llega hasta la subestación El Tigre pasando por la subestación La Canoa. Conectado a este primer sistema está el Bajo Caroní compuesto por la red de transmisión a nivel de 400 kV que conduce la energía eléctrica desde las plantas hidroeléctricas de Guri, Macagua II y Caruachi hasta la subestación Guayana B y Palital, desde donde se entrega potencia eléctrica a la red. En la subestación Palital salen dos líneas hacia la subestación El Furrial, en la red Oriental y desde donde se da suministro a los desarrollos petroleros establecidos en la zona.

El segundo sistema a 400 kV conecta el centro del país desde la subestación La Horqueta con el occidente del país hasta la subestación Cuatricentenario en el estado Zulia, pasando previamente a través de dos circuitos por la subestación La Arenosa, desde donde se conecta la subestación Planta Centro, punto de conexión de la planta termoeléctrica Planta Centro y la subestación Yaracuy, desde esta última parten tres líneas hacia la subestación El Tablazo ubicada en el estado Zulia, finalizando con dos líneas que cruzan el lago de Maracaibo y se conecta con la subestación Cuatricentenario.

Por otra parte, el sistema de transmisión a 230 kV viene a ser el más extenso cubriendo todo el territorio nacional desde el oriente hasta el occidente del país. La región Suroccidente es alimentada desde la subestación Morochoas en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo y desde el sistema a 230 kV que sale de la subestación Yaracuy; pasando por las subestaciones Acarigua II, Las Flores, Barinas IV y Planta Páez, y que llega posteriormente a la subestación Buena Vista desde donde se dirige al sur a través de una línea aislada a 400 kV y operando a 230 kV.

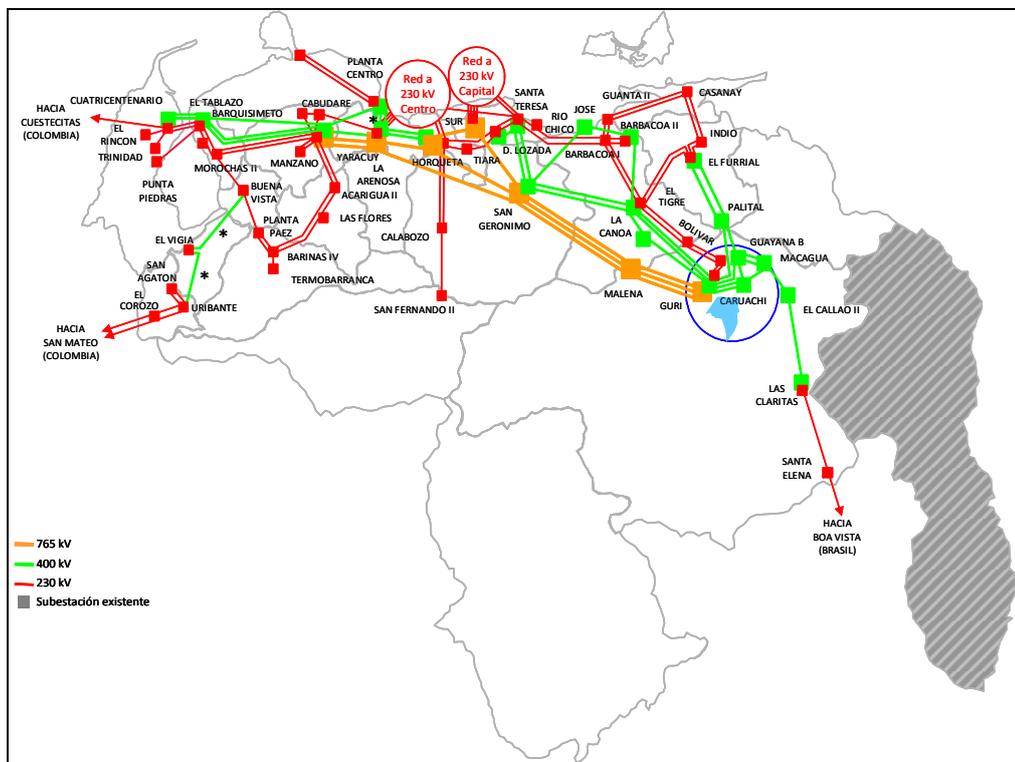


Figura 1.- Sistema Eléctrico Nacional (año 2013).

Fuente: Departamento de Planificación de Transmisión.

1.2.- JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Actualmente (año 2013), se están presentando transferencias de potencia entre áreas por encima de los límites de transmisión previamente definidos, las cuales someten al sistema de potencia a condiciones de operación riesgosas. Por tal motivo, es necesaria la definición rigurosa de dichos límites y el conocimiento

de los fenómenos asociados a la estabilidad para permitir la correcta operación del sistema.

Desde el punto de vista de la planificación de la transmisión, se deben conocer los límites de transmisión entre cada una de las áreas que componen el SEN, con la finalidad de proyectar obras que permitan incrementar la magnitud de los límites de transmisión y garantizar la operación en condiciones seguras. La operación en condiciones seguras, le brinda al SEN la capacidad de tolerar una amplia gama de perturbaciones; mientras que una operación en condiciones bajo riesgo, implica la pérdida de grandes bloques de carga ante la ocurrencia de perturbaciones. En tal sentido, el SEN debe garantizar el servicio a la totalidad de su demanda.

Los nexos de intercambio de potencia del SEN, definidos por el Centro Nacional de Despacho (CND) están definidos de manera general como: Exportación Guayana, Importación Centroccidente, Exportación Yaracuy e Importación Suroccidente, estos últimos, de especial interés para el análisis de este trabajo.

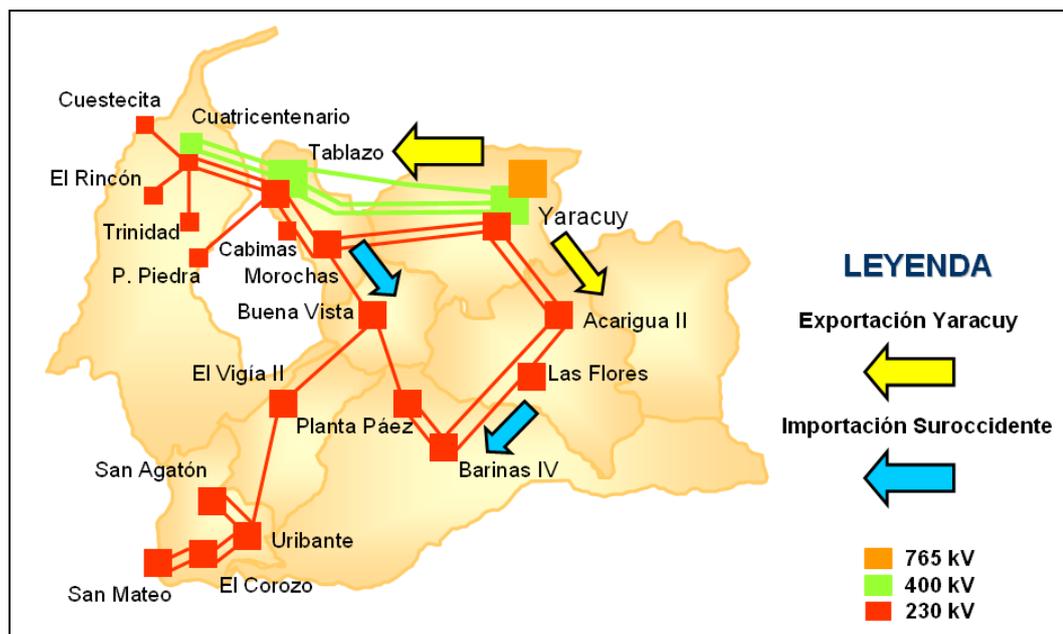


Figura 2.- Nexos de intercambio del Sistema Occidental (año 2013).

Fuente: Elaboración propia.

El Sistema Occidental presenta a la fecha ciertas limitaciones operativas como lo son:

- Capacidad de transformación de la S/E Yzacuy saturada.
- El nexo de Exportación Yzacuy opera sobre el límite.
- El nexo de Importación Suroccidente opera sobre el límite.
- Limitaciones en la generación.

Adicionalmente, es de interés analizar la sensibilidad que tendrán los límites de transmisión de los nexos Importación Suroccidente y Exportación Yzacuy ante la entrada de nuevas obras de generación y transmisión en los años 2015 y 2019.

1.3.- OBJETIVO GENERAL

Estudiar la sensibilidad de los límites de transmisión del sistema occidental a la entrada en servicio de las principales obras de generación y transmisión, para los años 2015 y 2019.

1.4.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Actualizar los parámetros de las unidades de generación en la herramienta de simulación DIGSILENT Power Factory.
- Definir los límites de transmisión por estabilidad en el nexo de exportación Yzacuy.
- Definir los límites de transmisión por estabilidad en el nexo de importación Occidente.
- Desarrollar la sensibilidad ante entrada de obras, a corto y mediano plazo, años 2015 y 2019 respectivamente.

- Documentación del procedimiento para el desarrollo de simulaciones de estabilidad transitoria para el cálculo de límites de transmisión con el programa DigSILENT Power Factory.
- Definir subrutinas para el cálculo de respuestas de estabilidad transitoria.

CAPÍTULO II

2.1.- MARCO REFERENCIAL TEÓRICO

2.1.1 Capacidad de transmisión de un sistema eléctrico de potencia.

Se refiere a la cantidad de potencia eléctrica que puede ser transportada de manera confiable a través de un sistema de transmisión desde un área a otra bajo condiciones específicas de operación. El término “área” puede entenderse como un sistema eléctrico, una empresa eléctrica, una región, una subregión o una porción de cualquiera de estas. La capacidad de transmisión es unidireccional por naturaleza, es decir, la capacidad de transmisión desde el área A hacia el área B no es necesariamente igual a la capacidad de transmisión desde el área B hacia el área A [1].

Para que la transmisión de potencia se realice de forma confiable, se deben cumplir en su totalidad las siguientes condiciones:

1. En condiciones de operación normal (pre-falla), todos los niveles de carga y tensiones de los equipos que forman parte del sistema eléctrico deben estar dentro de ciertos límites establecidos.
2. El sistema eléctrico debe ser capaz de soportar las oscilaciones dinámicas resultantes de la pérdida de cualquier elemento del sistema (línea de transmisión, transformador, unidad de generación, etc.), permaneciendo estable.
3. Después del despeje de una perturbación, y antes de que cualquier operación de post-falla sea ejecutada, todos los valores de carga y tensión de los equipos del sistema deben estar dentro de los límites de emergencia establecidos.

Dentro de la industria eléctrica, el uso del término “capacidad”, generalmente alude al límite térmico de un determinado elemento de transmisión.

Los límites térmicos individuales de las líneas de transmisión no pueden ser sumados para definir la capacidad de transmisión entre dos áreas. El resultado de la suma puede diferir en gran medida del correcto valor de la capacidad de transmisión del nexo definido entre las dos áreas.

2.1.1.1 Determinación de la capacidad de transmisión.

El cálculo de la capacidad de transmisión entre áreas de un sistema eléctrico de potencia se basa en una serie de simulaciones computarizadas de la operación del sistema interconectado de transmisión bajo una serie de criterios técnicos y premisas asumidas. Algunos de los factores considerados son [1]:

- Demanda proyectada: los niveles de demanda del caso base deben ser representativos del período de tiempo bajo estudio.
- Despacho de generación: las unidades de generación en servicio y sus correspondientes despachos deben simular una condición de operación realista.
- Topología del sistema: la configuración del sistema interconectado debe incluir las nuevas obras de generación y transmisión cuya entrada en servicio se espera dentro del período de tiempo a ser analizado.
- Transferencias base: los intercambios entre las distintas áreas que conforman el sistema eléctrico deben ser consecuentes con el histórico de intercambios entre las áreas involucradas.
- Contingencias: un significativo número de fallas en la generación y transmisión deben ser simuladas con el propósito de evaluar el comportamiento del sistema e identificar la contingencia más restrictiva para la capacidad de transmisión entre las distintas áreas del sistema eléctrico. En algunos casos, pueden ser consideradas contingencias simultáneas.

2.1.1.2 Límites de la capacidad de transmisión.

La capacidad del sistema interconectado de transmisión para transferir potencia de manera confiable está limitada por las características físicas y eléctricas propias del sistema, entre las que se incluyen [1]:

- Límites térmicos: están asociados a la máxima cantidad de corriente eléctrica que un elemento del sistema puede soportar durante un período específico de tiempo, antes de que se produzca en el mismo un daño permanente por sobrecalentamiento o antes de que sea excedido algún requerimiento de seguridad que garantice la operación del sistema bajo condiciones confiables.
- Límites por voltaje: las tensiones del sistema eléctrico deben permanecer dentro de un rango aceptable. Por ejemplo, los límites mínimos de voltaje pueden establecer la máxima cantidad de potencia que puede ser transferida sin causar daños al sistema eléctrico o a los consumidores finales. Un grave colapso en las tensiones del sistema puede resultar en una pérdida parcial o total del sistema interconectado.
- Límites por estabilidad: el sistema eléctrico debe ser capaz de soportar las oscilaciones dinámicas seguidas a la ocurrencia de una perturbación, por períodos de tiempo que van desde pocos milisegundos hasta algunos minutos. Todos los generadores conectados al sistema eléctrico interconectado, operan en sincronismo a la frecuencia nominal de la red. Inmediatamente después de producirse una perturbación, el ángulo del rotor de cada uno de los generadores comienza a oscilar con respecto a los restantes causando variaciones en la frecuencia, flujos de potencia y tensiones del sistema. Para que el sistema permanezca estable, las oscilaciones deben amortiguarse, y el sistema alcanzar un nuevo punto de equilibrio. Si lo anterior no sucede, los generadores pierden el sincronismo y el sistema, o partes de este, se hacen inestables. La inestabilidad puede causar daños en los equipos del sistema e interrupciones incontrolables de electricidad a los consumidores.

El mínimo valor de los límites define la capacidad de transmisión del nexo asociado. Por tal motivo, es práctica común referirse a la capacidad de transmisión entre dos áreas como el límite de transmisión. Como las condiciones del sistema varían (por cambios en la topología de la red, instalación de nueva generación, crecimientos no uniformes de la demanda del sistema), el límite más restrictivo puede cambiar a lo largo del tiempo, como se muestra en la figura 1.

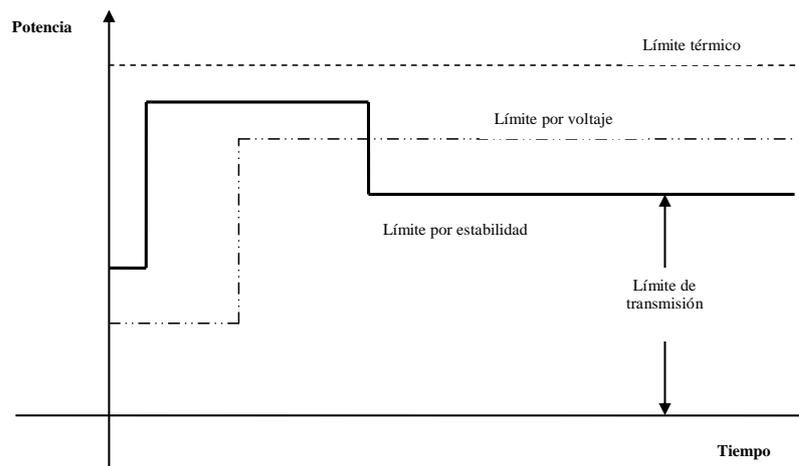


Figura 3.- Límites de transmisión.

Fuente: North American Electric Reliability Council.

2.1.2 Estabilidad de sistemas de potencia.

Es la habilidad que tiene el sistema eléctrico, bajo un conjunto de condiciones iniciales, de recuperar un estado de equilibrio de operación tras ser sujeto a una perturbación; de manera tal que prácticamente la totalidad del sistema permanezca intacto [2].

Los sistemas de potencia son sistemas de naturaleza sumamente no lineal que operan en un entorno en donde las condiciones cambian constantemente. Además de las condiciones iniciales, la estabilidad del sistema depende de la naturaleza de la perturbación.

Los sistemas de potencia son sometidos a una amplia gama de perturbaciones. Pequeñas perturbaciones como por ejemplo, cambios en la carga,

sucedan continuamente y el sistema debe ser capaz de operar satisfactoriamente. De igual forma, el sistema debe soportar perturbaciones de naturaleza más severa; entre ellas se encuentran, cortocircuitos en las líneas de transmisión y la pérdida de grandes unidades de generación. La respuesta del sistema ante una perturbación puede involucrar a una gran variedad de los equipos que conforman al sistema, los cuales poseen distintos tiempos de actuación [3].

Si seguidamente a la ocurrencia de una perturbación el sistema permanece estable, se alcanzará un nuevo punto de equilibrio con casi toda la generación y la carga conectada al sistema interconectado. Sin embargo, algunas unidades de generación, cargas u otros elementos pueden ser desconectados del sistema tras el despeje de fallas.

Por otro lado, si el sistema se hace inestable, puede conducir a un progresivo incremento de la separación angular de los rotores de los generadores, caída en las tensiones y fuertes variaciones en la frecuencia de la red. Dicha situación sobreviene en salidas en cascada de equipos y pérdidas de grandes porciones del sistema.

La comprensión de los problemas de estabilidad es facilitada mediante su clasificación en varias categorías.

2.1.2.1 Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia.

La tipificación de la estabilidad de sistemas de potencia es basada en las siguientes consideraciones [3]:

- La naturaleza física del fenómeno, indicada por la principal variable del sistema en la cual la inestabilidad es observada.
- La magnitud de la perturbación, que influye en el procedimiento mediante el cual se analiza la estabilidad.

- Los equipos, procesos, y el período de tiempo a ser considerado para evaluar la estabilidad.

La figura 2 brinda una visión general del problema de estabilidad, dividiéndolo en categorías y subcategorías.

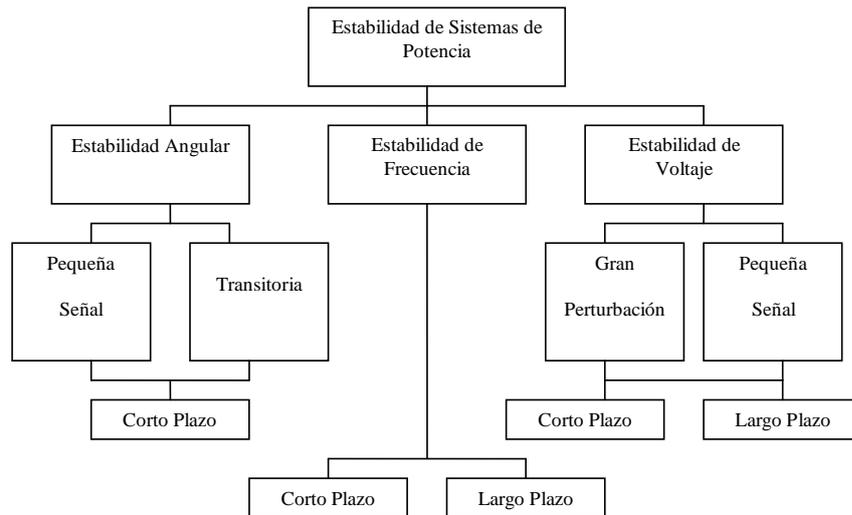


Figura 4.- Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia.

Fuente: Power System Stability and Control – P. Kundur.

2.1.2.1.1 Estabilidad angular.

Se refiere a la capacidad que poseen las máquinas sincrónicas conectadas al sistema de potencia de permanecer en sincronismo después de haber ocurrido una perturbación [2]. Depende de que sea posible mantener o restaurar el equilibrio entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida de cada una de las máquinas sincrónicas del sistema.

Un factor importante en este problema de estabilidad es la forma en la que la potencia de salida de las máquinas sincrónicas varía en función del ángulo de los rotores.

Bajo condiciones estables de operación, existe el citado equilibrio entre las potencias de cada generador, permitiendo así que sus respectivas velocidades permanezcan constantes. Si el sistema es perturbado, el equilibrio se rompe

trayendo como resultado la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo a las leyes de movimiento de los cuerpos en rotación. Si un generador temporalmente gira más rápido que otro, la posición angular de este avanzará más rápido con respecto al generador más lento. La diferencia angular resultará en que se transfiera parte de la carga de la máquina más lenta hacia la máquina que gira más rápido, lo cual tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto, la diferencia angular [2].

La inestabilidad angular se manifiesta tanto en el aumento de las oscilaciones angulares de los generadores como en la pérdida de sincronismo de estos con el resto del sistema. Cuando una máquina sincrónica sale de sincronismo, significa que gira a una velocidad distinta a la necesaria para generar voltajes a la frecuencia nominal de la red provocando que los sistemas de protecciones desconecten dicha máquina del sistema. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas [3].

La inestabilidad angular puede ser aperiódica u oscilatoria, tal como se observa en la figura 3. El caso 1 muestra una condición de inestabilidad aperiódica, en el caso 2 se tiene una situación de inestabilidad oscilatoria, mientras que el caso 3 es estable.

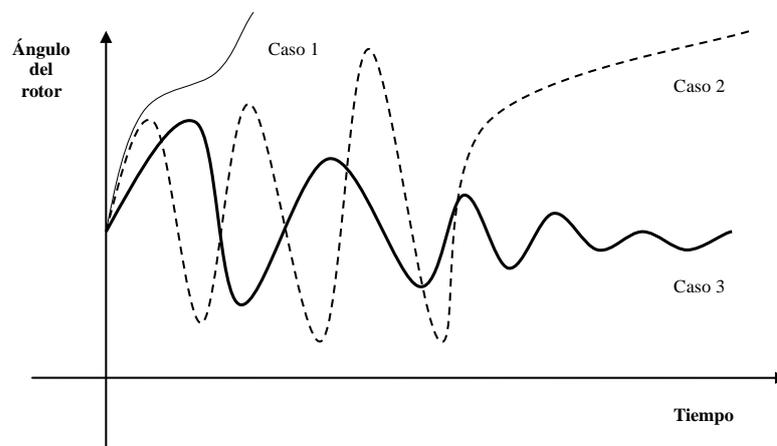


Figura 5.- Respuesta del ángulo del rotor ante perturbación.

Fuente: Power System Stability and Control – P. Kundur

Por conveniencia en el análisis es útil clasificar los problemas de estabilidad en dos subcategorías:

- a) Estabilidad angular a pequeña señal: está referida a la capacidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo ante pequeñas perturbaciones. Las perturbaciones consideradas deben ser lo suficientemente pequeñas como para permitir linealizar, para propósitos de análisis, el sistema de ecuaciones que describe el comportamiento del sistema [2]. Este tipo de estabilidad está fuertemente vinculado a las condiciones iniciales del sistema.
- b) Estabilidad angular transitoria: es concerniente a la habilidad del sistema de potencia de permanecer en sincronismo bajo una perturbación severa como por ejemplo, cortocircuitos en líneas de transmisión. La respuesta resultante implica grandes excursiones en las posiciones angulares de los generadores y se encuentra influenciada por la naturaleza no lineal de la relación entre potencia y ángulo. La estabilidad angular transitoria depende tanto de las condiciones iniciales como de la severidad de la perturbación [2].

Tanto la estabilidad angular de pequeña señal como la estabilidad angular transitoria son categorizadas como fenómenos de corto plazo. Por lo tanto, el período de tiempo de interés para los estudios de estabilidad angular va usualmente desde 3 hasta los 5 segundos seguidos a la ocurrencia de la perturbación [3].

2.1.2.1.2 Estabilidad de frecuencia.

La estabilidad de frecuencia se refiere la capacidad del sistema de mantener la frecuencia en estado estable luego de una contingencia que resulte en un significativo desbalance entre generación y demanda. La inestabilidad causa oscilaciones significativas en la frecuencia, seguidas de desconexiones de unidades de generación y cargas [2]. En sistemas fuertemente interconectados, la inestabilidad de frecuencia se presenta comúnmente luego de la aplicación de

esquemas de separación de áreas. Para estos casos, la estabilidad consiste en que cada área alcance individualmente un estado de equilibrio con la menor pérdida de carga posible.

Generalmente, los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados con respuestas inadecuadas de equipos, pobre coordinación de sistemas de protección e insuficiencia de generación de reserva. Cuando existe inestabilidad de frecuencia, las magnitudes de voltaje de las barras pueden variar considerablemente, especialmente en áreas aisladas del resto del sistema. En sistemas sobrecargados, bajas tensiones pueden ocasionar operaciones indeseadas de relés de impedancia [2].

El tiempo de actuación de los equipos que operan durante variaciones importantes de frecuencia va desde las fracciones de segundos, para protecciones de baja frecuencia y sistemas de control, hasta varios minutos si se toman en cuenta la actuación de las turbinas de las unidades de generación. Por lo tanto, la estabilidad de frecuencia puede ser estudiada como un fenómeno de corto o de largo plazo.

2.1.2.1.3 Estabilidad de voltaje.

Es la capacidad que posee el sistema de mantener los voltajes de todas sus barras dentro de un rango aceptable bajo condiciones normales de operación y después de haber sido sujeto a una perturbación. El factor principal causante de la inestabilidad de tensión es la imposibilidad del sistema de satisfacer la demanda de reactivos [3]. En respuesta a una perturbación, la potencia consumida por las cargas tiende a ser restaurada por el ajuste en el deslizamiento de los motores, reguladores de tensión en distribución, cambio de tomas de transformadores y termostatos [2]; generando un incremento en el consumo de potencia reactiva que causa caídas de tensión a nivel del sistema de transmisión. Se presenta una situación de inestabilidad de voltaje cuando la carga dinámica trata de restaurar la demanda de potencia más allá de la capacidad del sistema de transmisión y la generación despachada.

Otro elemento a considerar en los problemas de inestabilidad de voltaje es la caída de tensión asociada a la reactancia de las líneas de transmisión, la cual limita la capacidad del sistema de transmisión para transferir potencia y sostener el nivel de tensión. La transferencia de potencia y el soporte del voltaje del sistema son restringidas además por la capacidad de los generadores para entregar reactivos a la red. La estabilidad de voltaje se pierde cuando una perturbación incrementa la demanda por encima de las fuentes de reactivos disponibles en el sistema.

Entre las consecuencias de la inestabilidad de voltaje se tiene la pérdida de la demanda de un área y el disparo de líneas de transmisión y otros equipos del sistema por sus respectivos sistemas de protecciones que conducen a una situación de salida en cascada [2].

El término “colapso de tensión” es también empleado en los temas de estabilidad. Sin embargo, el colapso de tensión involucra una secuencia de eventos, entre ellos la inestabilidad de tensión, que conducen a grandes apagones y a un bajo perfil de voltaje en partes significativas del sistema. La inestabilidad de voltaje no suele presentarse de forma aislada, y puede ir acompañada de la inestabilidad angular [3].

Como en el caso anterior, el problema de estabilidad se clasifica en dos subcategorías:

- a) Estabilidad de voltaje a pequeña señal: se refiere a la capacidad del sistema para mantener las tensiones estables cuando es sometido a pequeñas perturbaciones. Esta forma de estabilidad es influenciada por las características de la carga y de los sistemas de control para un determinado instante de tiempo [2].
- b) Estabilidad de voltaje ante gran perturbación: trata sobre la habilidad del sistema para mantener las tensiones estables ante la ocurrencia de

grandes perturbaciones como cortocircuitos y pérdidas de importantes bloques de generación. A diferencia del caso anterior, la estabilidad es determinada por las características de la carga y la interacción de los sistemas de control a lo largo del tiempo. El estudio de estabilidad requiere el análisis, por un período suficiente de tiempo, de la respuesta no lineal de equipos como motores, cambiadores de tomas de transformadores y el soporte de reactivos de los generadores

La estabilidad de voltaje puede ser considerada tanto como un problema de corto plazo como de largo plazo. El análisis de corto plazo considera dominante el comportamiento de equipos de rápida actuación como los motores de inducción. Un estudio de largo plazo envuelve la dinámica de equipos considerados de actuación lenta. Por lo tanto, el período de tiempo de interés puede extenderse desde pocos segundos hasta 10 minutos [3].

2.1.3 Control de voltaje del sistema de potencia.

El control de voltaje tiene por objeto mantener un adecuado perfil de tensiones en el sistema de potencia. Para ello, es indispensable conservar el balance de potencia reactiva del sistema (relación QV). La relación tiene un carácter marcadamente local; pues un incremento en la producción de potencia reactiva resulta en un aumento de tensión en las barras cercanas, mientras que un mayor consumo de potencia reactiva produce una disminución en el voltaje de las barras.

El control de tensión es efectuado por medio de equipos instalados a lo largo del sistema. Por otra parte, el flujo de potencia reactiva en las líneas de transmisión tiene un gran impacto en los niveles de tensión de la red. Líneas cargadas por debajo de su SIL (Surge Impedance Load) entregan reactivos al sistema, mientras que las líneas que operan por encima del SIL, consumen reactivos del sistema [3].

Existen diversos equipos que permiten controlar el suministro y la absorción de potencia reactiva en el sistema. Las variaciones de potencia reactiva pueden realizarse continuamente o de forma discreta (por escalones). Algunos de los equipos para el control del voltaje del sistema de potencia son detallados en las siguientes subsecciones.

2.1.3.1 Sistema de excitación del generador sincrónico.

La entrega de potencia reactiva por parte de los generadores sincrónicos al sistema puede ser ajustada por sus respectivos sistemas de excitación sin alterar el despacho de potencia activa. La curva de capacidad de reactivos del generador (ver figura 4) determina los límites dentro de los cuales el sistema de excitación puede operar.

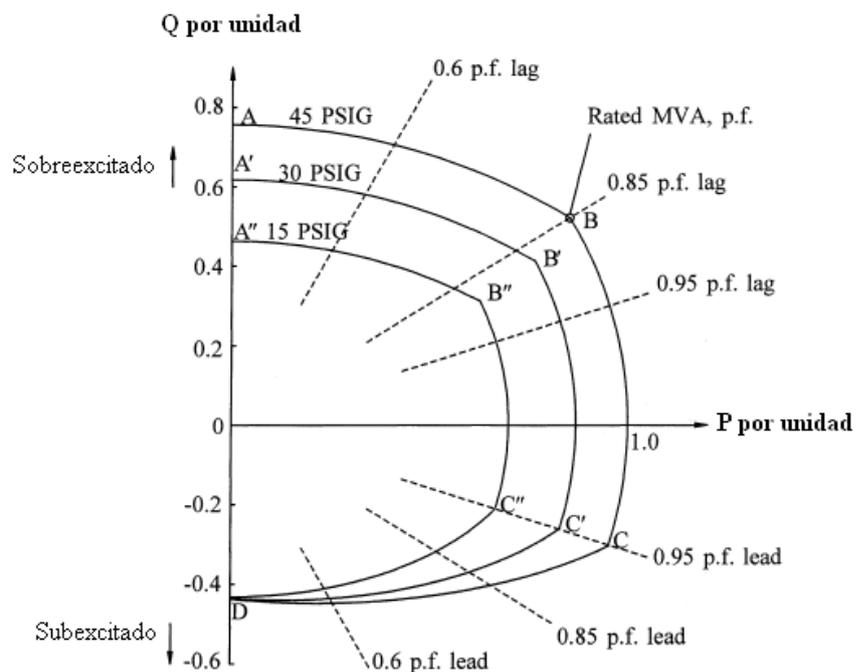


Figura 6.- Curva de capacidad de reactivos de un generador sincrónico.

Fuente: Power System Stability and Control – P. Kundur

El propósito principal del sistema de excitación es alimentar al arrollado de campo de la máquina con corriente continua. Dicho sistema ofrece una forma rápida y eficiente para controlar la tensión en los terminales de los generadores

sincrónicos y, a su vez, la entrega de potencia reactiva por parte de la máquina. En la gran mayoría de los sistemas de potencia, es el proceso más importante de control de voltaje [4].

La figura 5 muestra un diagrama funcional de un sistema de excitación típico.

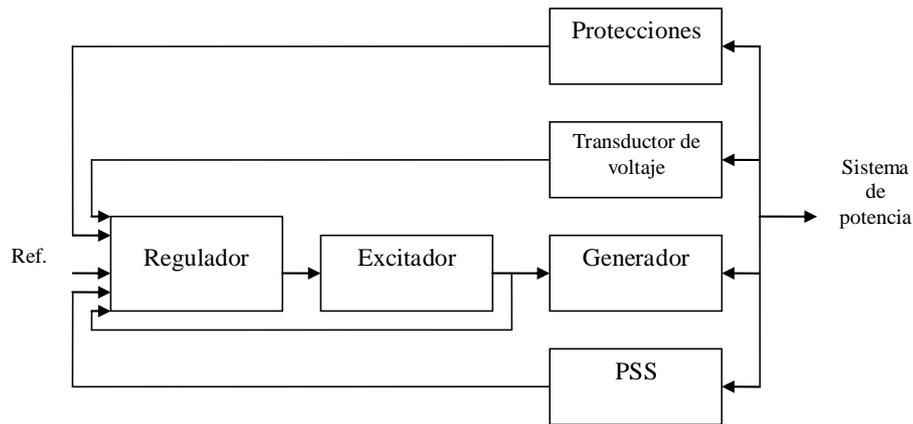


Figura 7.- Diagrama funcional sistema de excitación.

Fuente: Power System Stability and Control – P. Kundur.

Una breve descripción del funcionamiento de cada bloque se presenta a continuación [3]:

- Excitador: proporciona la corriente directa para el arrollado de campo del generador.
- Regulador: procesa y amplifica las señales de entrada en una forma apropiada para el excitador.
- Transductor de voltaje: censa y rectifica el voltaje en los terminales del generador a un nivel DC para poder realizar una comparación con la señal de referencia.
- Estabilizador de potencia (PSS): suministra una señal adicional al regulador que permite amortiguar las oscilaciones del rotor, de forma de mejorar la respuesta dinámica del sistema de potencia.

- Protecciones: comprende un conjunto de equipos de protección y control que aseguran que las capacidades del excitador y el generador no sean excedidas.

2.1.3.2 Equipos de compensación shunt.

En muchos sistemas, las capacidades de reactivos de los generadores sincrónicos no son suficientes para mantener los niveles de voltaje dentro de los límites en todas las condiciones de carga. Los requerimientos de potencia reactiva del sistema varían significativamente entre las condiciones de máxima y mínima demanda. Los generadores sincrónicos no son empleados para compensar estas diferencias pues en el proceso muchos de ellos podrían alcanzar los límites de su curva de capacidad de reactivos. Además, puede perderse la disponibilidad del control continuo que ofrecen estas máquinas. En su lugar, se instalan bancos de condensadores y reactores que son accionados para un control grueso de reactivos [4].

Los bancos de condensadores son requeridos en situaciones de alta demanda, cuando el consumo de reactivos por parte de las cargas y las reactancias de las líneas es máximo. Como los cambios en la carga son lentos y predecibles, no es necesario un control rápido y los bancos de condensadores pueden ser conectados y desconectados por medio de interruptores. Las líneas de transmisión muy largas generan grandes cantidades de reactivos en condiciones de baja carga [4]. En este caso, podría necesitarse la conexión de reactores para disminuir los niveles de tensión.

Los bancos de condensadores son accionados generalmente en pequeñas unidades mientras que los reactores suelen instalarse en una única unidad debido a los costos. Los transitorios ocurridos luego de la operación de estos elementos de compensación limitan el tamaño de los mismos.

2.1.3.3 Cambio de tomas de transformadores.

Un método importante para el control de voltaje en sistemas de potencia es mediante la modificación de la relación de transformación de los transformadores. Ciertos transformadores disponen de varias tomas (taps) en uno de sus devanados que corresponden a distintos números de espiras, tal como se muestra en la figura 6. Normalmente las tomas están ubicadas en el devanado del lado de alta del transformador.

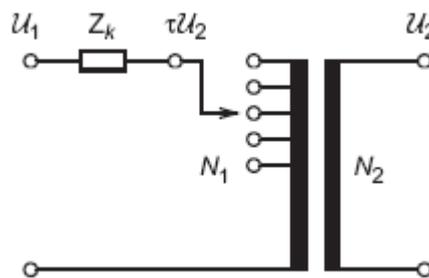


Figura 8.- Transformador con cambio de tomas.

Fuente: Swiss Federal Institute of Technology Zurich.

Al seleccionar entre las distintas tomas, el transformador puede variar la magnitud del voltaje de baja U_2 (suponiendo fijo el voltaje de alta U_1) al cambiar el número de espiras N_1 y, en consecuencia, la relación de transformación N_1/N_2 . Transformadores con cambio de tomas bajo carga (ULTC), son usados cuando la relación de transformación debe ser modificada frecuentemente, como es el caso de las redes de distribución. El tiempo de actuación de estos transformadores suele estar en el orden de las decenas de segundos [4].

Otros transformadores, únicamente permiten cambios de tomas de forma manual y cuando no están bajo carga.

2.1.3.4 Compensador estático de potencia.

El SVC (Static Var Compensator) puede estar compuesto de los dos siguientes tipos de elementos shunt: reactancia controlada por tiristores (TCR) y

condensador conmutado por tiristores (TSC). En el caso del TCR, una reactancia fija está conectada en serie a una válvula de tiristores bidireccional. La corriente de frecuencia fundamental es variada mediante el control de la fase de la válvula de los tiristores [5]. El consumo de reactivos varía entre 0 y V^2/X , donde X es la reactancia del reactor. Un TSC comprende un condensador serie con una válvula de tiristores bidireccional, la cual permite conectar o desconectar el condensador para un número entero de semiciclos de la tensión aplicada [4].

Combinando el TCR con un número determinado de condensadores, se logra un control continuo del flujo de reactivos. Usualmente el TCR y el TSC están conectados a la red por medio de un transformador elevador, como se observa en la figura 7. El sistema de control del SVC regula la entrega de reactivos al sistema de manera tal que la magnitud del voltaje del nodo de control permanezca constante e igual a la tensión de referencia.

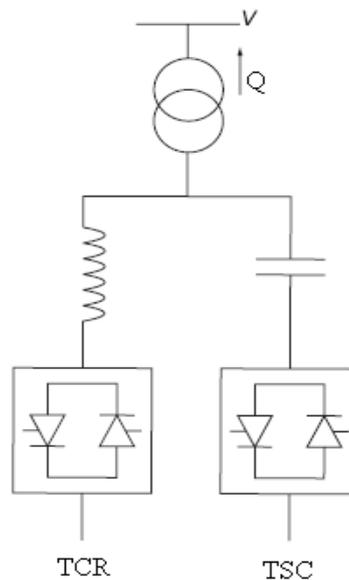


Figura 9.-SVC.

Fuente: ABB Power Technologies.

Dentro del rango de control del SVC, la tensión es controlada con una precisión que viene dada por la pendiente de la curva que se observa en la figura 8 [4]. Cuando el SVC alcanza los extremos de potencia reactiva de la curva, el

voltaje deja de ser controlado y el SVC se comporta como una capacitancia pura o un reactor puro.

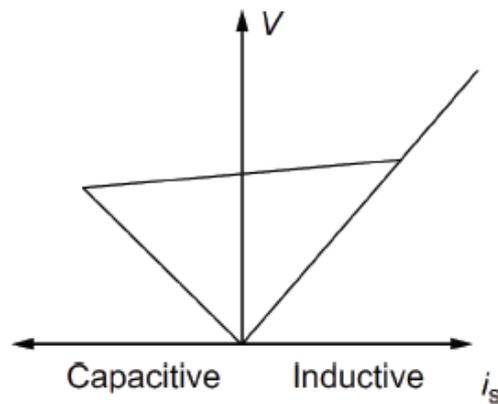


Figura 10.- Curva característica SVC.

Fuente: Swiss Federal Institute of Technology Zurich.

Un SVC puede ser agrupado junto a un banco de reactores o capacitores en lo que es conocido como SVS (Static Var System). De esta forma, el SVS puede coordinar la conexión de bancos en otras ubicaciones del sistema eléctrico. Estos están diseñados para ser conmutados sólo unas pocas veces al día, ya que la conmutación se realiza por interruptores [5]. La figura 9 muestra una configuración de SVS.

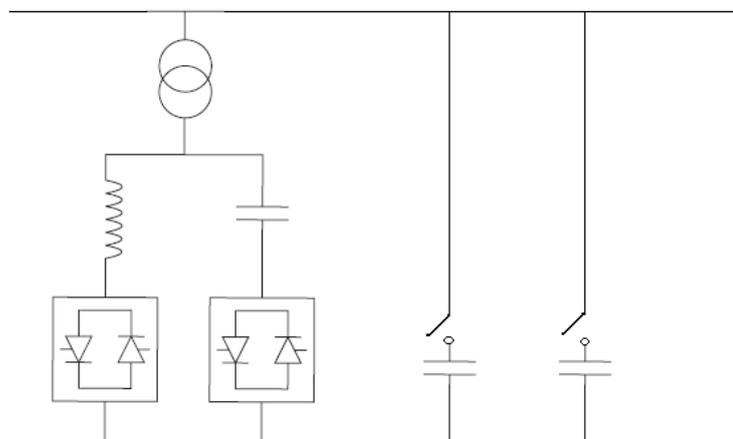


Figura 11.- SVS

Fuente: ABB Power Technologies

2.1.4 Control de la frecuencia del sistema de potencia.

Para una operación satisfactoria del sistema de potencia, la frecuencia debe permanecer constante. La frecuencia del sistema es fuertemente dependiente del balance de potencia activa (relación P_f). Dado que la frecuencia es un parámetro común a la totalidad del sistema, los cambios en la demanda de potencia activa en un punto se reflejan en el resto del sistema como una variación en la frecuencia [3]. Para compensar los cambios, es necesario que las máquinas sincrónicas modifiquen la generación de potencia en función de la demanda. El control de la velocidad de cada unidad de generación es realizado por los gobernadores.

Las fuentes primarias para la generación de energía eléctrica son la energía cinética del agua y la energía térmica de los combustibles fósiles. Las turbinas (hidráulicas o de vapor) convierten estas fuentes de energía en energía mecánica. Puesto que la velocidad de giro del rotor de los generadores está directamente relacionada con la frecuencia, los gobernadores deben reaccionar frente a una desviación de la velocidad (con respecto a la velocidad de sincronismo) modificando la potencia mecánica que se transmite al generador [6].

Los conceptos básicos que intervienen en el funcionamiento del gobernador de velocidad son ilustrados en la figura 10.

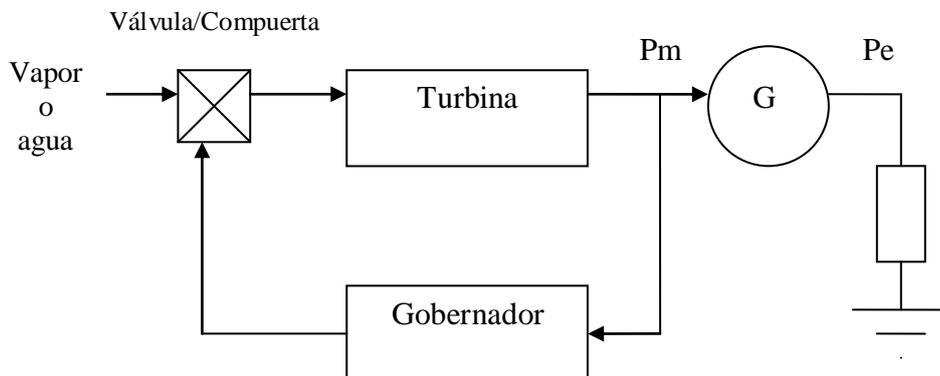


Figura 12.- Diagrama funcional gobernador.

Fuente: Power System Stability and Control – P. Kundur.

Cuando se presenta un cambio en la carga, este se manifiesta como una variación en la potencia eléctrica consumida. El desbalance entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida del generador produce un incremento o disminución, según sea el caso, en la velocidad del rotor. El gobernador ajusta el caudal de vapor o de agua que la turbina recibe con el fin de que la máquina regrese a la velocidad de sincronismo.

La figura 11 muestra la respuesta de un generador con gobernador en el tiempo cuando es sujeto a un aumento en la demanda. La disminución en la velocidad del rotor del generador (determinada por su constante de inercia [3]) ocasiona un incremento en la potencia mecánica suministrada por la turbina al generador debido a la actuación del gobernador. Luego de un tiempo, la velocidad del generador regresa a la velocidad de sincronismo (ω_0). Ya en régimen permanente, el aumento en la potencia mecánica inicial (P_{m0}) es igual al incremento en la demanda.

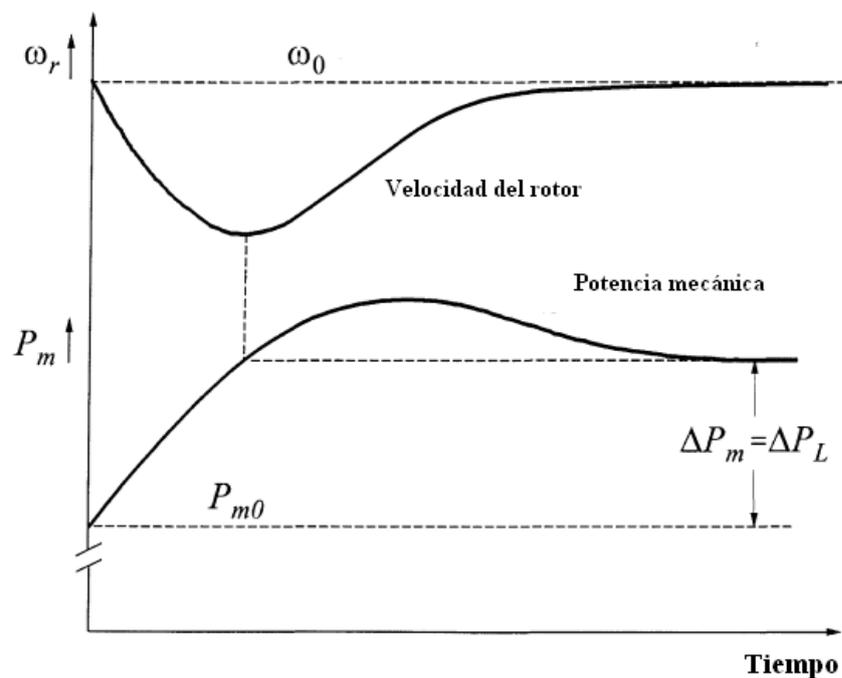


Figura 13.- Respuesta de un generador con gobernador.

Fuente: Power System Stability and Control – P. Kundur.

CAPÍTULO III

3.1.- MARCO METODOLÓGICO

Este capítulo describe la metodología empleada para el cumplimiento de los objetivos planteados y, de esta manera, la obtención de los resultados de la investigación.

3.1.1 Tipo de investigación.

En lo relativo al alcance del trabajo y a los objetivos planteados, se puede considerar a esta investigación de tipo descriptiva. “La investigación descriptiva busca especificar propiedades, características y rasgos importantes de cualquier fenómeno que se analice” [7]. Este es el caso de la definición de los límites de transmisión de un sistema de potencia, característica que determina el nivel de intercambio confiable entre las distintas áreas que forman parte de éste; con el propósito de cubrir la totalidad de la demanda de aquellas áreas que no pueden ser suplidas únicamente con su generación propia. Dado que los límites de transmisión varían en el tiempo, en función de los cambios en la topología y la entrada de nuevas obras, las investigaciones que especifican las máximas magnitudes de intercambio deben elaborarse con regularidad.

3.1.2 Procedimiento.

Para lograr el cumplimiento de los objetivos planteados, se realizaron las actividades que se explican a continuación.

3.1.2.1 Inducción.

La primera actividad llevada a cabo fue la búsqueda de información especializada, relacionada principalmente a la estabilidad de los sistemas de potencia y a la modelación y comportamiento de los equipos que permiten el control de voltaje y frecuencia del sistema.

Posteriormente, se inició una etapa de familiarización del SEN. Dicha etapa comprende un reconocimiento de la topología del sistema, con énfasis en las principales líneas de transmisión, unidades de generación y grandes centros de consumo. En mayor detalle, se abordaron las características y propiedades del sistema occidental. Además, se realizó una revisión del Portafolio de Inversiones de Expansión de Transmisión, el cual incluye el listado de obras de transmisión proyectadas por el DPDT con su respectiva fecha estimada de puesta en servicio. Adicionalmente, se procedió a emplear la plataforma de simulación DIgSILENT PowerFactory con el objeto de aprender el correcto uso de las herramientas del programa necesarias para el cumplimiento de los objetivos.

Finalmente, se recopiló la información disponible en el DPDT (Departamento de Planificación de Transmisión) referente a los criterios técnicos empleados en sus estudios tanto en régimen permanente como en régimen transitorio.

3.1.2.1.1 Criterios y premisas de simulación.

Para la simulación de régimen permanente el DPDT considera los siguientes criterios técnicos en condiciones normales de operación:

- Las tensiones de todas las barras deben permanecer entre 0,95 y 1,05 p.u. sobre la tensión nominal de las mismas.
- No se permite sobrecarga de ningún elemento del sistema de potencia.

Los criterios técnicos que se deben cumplir luego de la ocurrencia de una perturbación son:

- Las tensiones de todas las barras deben permanecer entre 0,95 y 1,05 p.u. sobre la tensión nominal de las mismas, exceptuando las subestaciones que atienden circuitos radiales a nivel de subtransmisión. (138 kV, 115

kV y 69 kV) para las cuales se permitirá un valor mínimo de 0,90 p.u. sobre la tensión nominal.

- No se permite sobrecarga de los equipos de transformación por encima del 20% de su capacidad térmica nominal.
- Las líneas de transmisión no deben sobrepasar su capacidad de emergencia (120 % capacidad térmica nominal).

En régimen transitorio, los criterios técnicos empleados son los siguientes:

- La tensión post-falla instantánea no debe ser menor a 0,8 p.u. en barras cuyo nivel de tensión sea mayor o igual a 230 kV.
- La tensión post-falla no debe ser menor 0,9 p.u. durante un intervalo mayor a 1 segundo en barras cuyo nivel de tensión sea mayor o igual a 230 kV.
- Las diferencias en los ángulos de los rotores entre generadores no deben aumentar con el tiempo.

Estos criterios técnicos obedecen a prácticas corporativas que provienen de las antiguas filiales. La referencia sobre criterios de planificación de sistemas eléctricos que se expone en este trabajo proviene de la filial CADAFE.

3.1.2.2 Ajuste del caso de estudio.

A partir del caso base de estudio existente en el DPDT, se efectuó una revisión de la topología modelada, en lo concerniente a las unidades de generación y el sistema de transmisión en los niveles de tensión de 765, 400, 230, 138 y 115 kV; con el fin de simular la totalidad del sistema y las obras previstas dentro del Portafolio de Inversiones de Expansión de Transmisión, para los años 2015 y 2019 en la herramienta de simulación DIgSILENT PowerFactory.

Se plantearon escenarios de generación factibles para cada año de estudio de acuerdo a la información publicada por el CND, referida al desempeño de los generadores del SEN (Sistema Eléctrico Nacional). En lo relativo a la demanda, se consideraron las estimaciones dadas por el SIPDE, tanto a nivel nacional como estatal.

Para obtener un adecuado perfil de tensiones que permita cumplir con los criterios expuestos, se hizo uso de los elementos de control de voltaje del sistema. Éstos incluyen cambio de tomas de transformadores, modificación de la referencia de tensión de generadores, conexión de equipos de compensación shunt y ajuste de los compensadores estáticos de potencia. Este análisis es realizado por medio de los estudios de flujo de carga.

Para garantizar una adecuada respuesta transitoria del sistema, se ejecutó una revisión y actualización de los sistemas de control de las unidades de generación del SEN, que incluye los sistemas de excitación, gobernadores, modelos de turbina y estabilizadores de potencia. A fin de detectar problemas en los mismos, se realizaron una serie de pruebas de tipo escalón las cuales permiten visualizar la respuesta de las unidades de generación ante contingencias. Para realizar estas pruebas, se modifica la referencia de tensión o de potencia activa de la unidad según sea el caso. Luego; es monitoreada la acción del sistema de excitación para llevar la tensión de los terminales de la armadura del generador a la referencia indicada y, el control del gobernador sobre la turbina para alcanzar un nuevo punto de equilibrio entre la potencia mecánica suministrada y la potencia eléctrica demandada manteniendo la velocidad de sincronismo.

A su vez, se monitoreó la respuesta de los compensadores estáticos de potencia instalados en el SEN dada su importancia en la recuperación del sistema luego de la ocurrencia de perturbaciones en la red.

La modelación de la carga también fue objeto de verificación dada su influencia en la respuesta transitoria del SEN. Para ello, se realizó una

comparación con los modelos trabajados por el CND (Centro Nacional de Despacho).

3.1.2.3 Elaboración de subrutina para cálculo de respuesta transitoria.

En primera instancia, se procedió a estudiar el lenguaje de programación propio de la plataforma de simulación, conocido como DIgSILENT Programming Language (DPL). Por medio del lenguaje DPL se desarrolló una subrutina que permite: automatizar la medición del flujo de potencia en los nexos de interés, escalar adecuadamente la demanda de determinadas áreas y, seguidamente, realizar simulaciones de régimen transitorio de las variables requeridas por el usuario, con el fin de optimizar los procesos de cálculo de límites de transmisión expuestos a continuación.

3.1.2.4 Cálculo de los límites de transmisión.

El cálculo de los límites de transmisión Importación Suroccidente y Exportación Yaracuy con las obras de ampliación previstas por el DPDT para los años 2015 y 2019 se realizó siguiendo la metodología aquí presentada.

Las contingencias consideradas para el cálculo de los límites de transmisión según el DPDT son:

- Falla monofásica a tierra de cero impedancia para el nivel de tensión de 765 kV con un tiempo de despeje de 4 ciclos.
- Falla bifásica a tierra de cero impedancia para el nivel de tensión de 400 kV con un tiempo de despeje de 4 ciclos.
- Falla bifásica a tierra de cero impedancia para el nivel de tensión de 230 kV con un tiempo de despeje de 6 ciclos.

Se asumió que las fallas en las líneas de transmisión son lo suficientemente cercanas a la barra como para considerar su ocurrencia en éstas. Las fallas fueron simuladas en su localización más severa. Únicamente se

considera la falla y desconexión de un único elemento del sistema de potencia, lo cual es conocido como el criterio N-1.

En este punto, se definen los valores de transferencia iniciales de los principales nexos del SEN a través de la aplicación de la subrutina.

3.1.2.4.1 Cálculo de los límites de transmisión por variación de demanda.

Partiendo del caso previamente ajustado, se establece el despacho esperado en el área debido a la entrada en servicio de las principales obras de generación para el año de estudio. Esta generación propia del área analizada permanece fija durante las sucesivas iteraciones en la demanda, las cuales tienen como objeto aumentar el flujo de potencia activa en los nexos de interés.

La herramienta de simulación DIGSILENT PowerFactory dispone de dos criterios para evaluar la severidad de las contingencias simuladas. Uno de ellos trabaja con las variaciones en los niveles de tensión de las barras producto de la ocurrencia de la contingencia y el otro, con los aumentos en la carga de los equipos. Debido a que la mayoría de las contingencias simples (un elemento fallado por vez) no ocasionan sobrecargas en los equipos de transformación y transmisión del sistema, se emplea el criterio de variaciones de tensión para determinar la contingencia crítica para cada nexo de estudio.

Por medio de simulaciones de flujo de carga, se determinó la variación de tensión producto de la salida de los principales equipos de transmisión del Sistema Occidental y de la red troncal del SEN. Se simuló la respuesta transitoria ante contingencia de los elementos que presentaron una mayor variación de tensión, con el fin de determinar la contingencia crítica para la Importación Suroccidente y la Exportación Yaracuy. El sistema debe cumplir con los criterios técnicos referentes al régimen transitorio.

Luego de haberse obtenido la contingencia crítica para ambos casos, se realizó una simulación durante el tiempo necesario para que las oscilaciones en la

respuesta transitoria del sistema sean amortiguadas y se pueda considerar que el sistema alcanzó el régimen permanente de operación. Se verifica que el sistema cumpla con los criterios técnicos post-falla.

Si el sistema cumple con los criterios, se procede a incrementar adecuadamente la demanda del área (mantenido fija la demanda del resto del SEN) y a reportar los nuevos valores de transferencia de potencia mediante la subrutina desarrollada. Se continúa incrementando la demanda hasta sobrepasar el valor para el cual se cumplen los distintos tipos de criterios técnicos.

Finalmente, se modifica la demanda del área asociada al valor presentado en la iteración inmediatamente anterior y que garantizó el cumplimiento de los criterios. El valor anteriormente reportado por la subrutina es el límite de transmisión por variación de demanda.

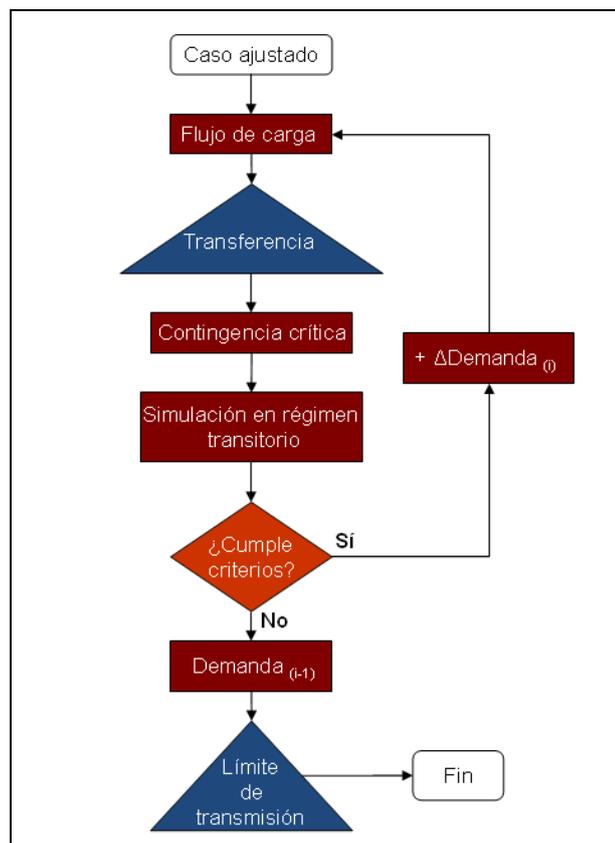


Figura 14.- Flujograma de cálculo de limite de transmisión por variación de demanda.

3.1.2.4.2 Cálculo de los límites de transmisión por variación de generación.

Al igual que la metodología anterior, se trabaja con el caso de estudio ya ajustado. Como punto inicial se toma la máxima generación, técnicamente viable, para el año de estudio luego de la entrada en servicio de las principales obras de generación. La demanda de la totalidad del SEN se mantiene invariable bajo esta metodología.

En esta condición, se realiza el análisis de contingencias de manera de obtener la contingencia crítica del área, por medio de simulaciones dinámicas de de duración tal que se obtengan respuestas con oscilaciones amortiguadas. Una vez obtenida la contingencia crítica se procede a verificar el cumplimiento de los criterios técnicos.

Si el sistema cumple con los criterios, se comienza a disminuir el despacho de las unidades de generación de naturaleza térmica ubicadas en el área de estudio. Esto con el objetivo de maximizar el despacho de los generadores hidráulicos del área, con el fin de disminuir los costos asociados al uso de combustibles fósiles.

La disminución del despacho trae como consecuencia un aumento en la transmisión de potencia de la Importación Suroccidente o de la Exportación Yaracuy según sea el caso trabajado. La disminución en la generación continúa hasta llegar al punto en el cual se dejan de cumplir los criterios técnicos. Se regresa al nivel de generación previo, y mediante la subrutina se reporta la magnitud del intercambio en dichas condiciones, el cual es el límite de transmisión por variación de generación.

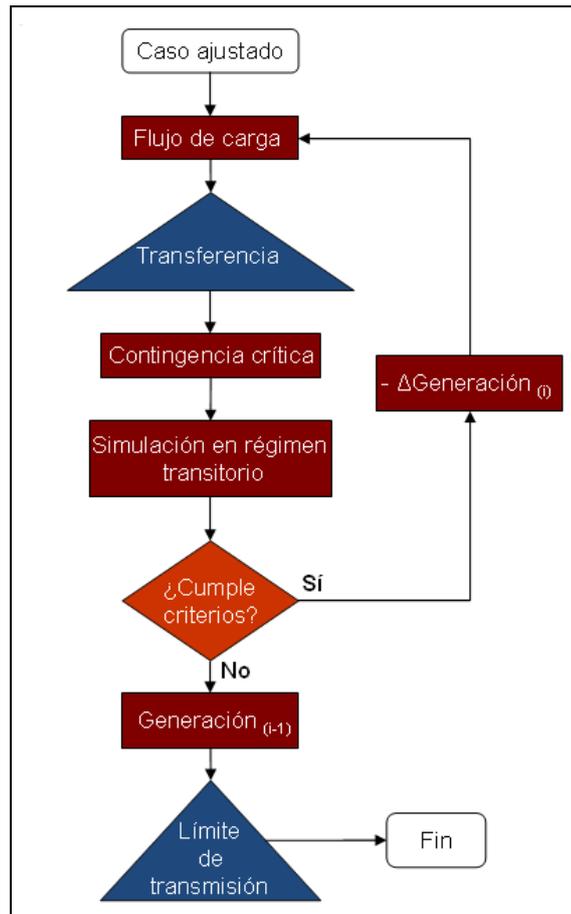


Figura 15.- Flujograma de cálculo límite de transmisión por variación de generación.

3.1.2.5 Desarrollo de la sensibilidad en los límites de transmisión.

Esta actividad tiene como finalidad determinar el impacto que tienen las principales obras de generación y transmisión previstas para los años 2015 y 2019, en la magnitud de los límites de transmisión previamente definidos. Para determinar dicho impacto, se retiran del caso de estudio las obras proyectadas por el DPDT para el año en el cual se esté realizando el estudio de sensibilidad, de manera de trabajar con la topología previa del Sistema Occidental.

Posteriormente, a medida que son ingresadas las nuevas obras, son calculados nuevamente los límites de transmisión por medio de metodología de variación de demanda. El incremento en la magnitud de los mismos estará asociado a la obra en cuestión.

3.1.2.5.1 Importación Suroccidente.

Para el escenario del año 2015, se consideró la entrada en servicio de las siguientes obras:

Tabla 1.- Obras sensibilidad año 2015.

Obras
Segunda línea Uribante – El Vigía II aislada a 400 kV operando en 230 kV
Segunda línea El Vigía II – Buena Vista aislada a 400 kV operando en 230 kV
Conexión a 400 kV Misoa – Buena Vista
Conexión a 400 kV Yaracuy - Portuguesa

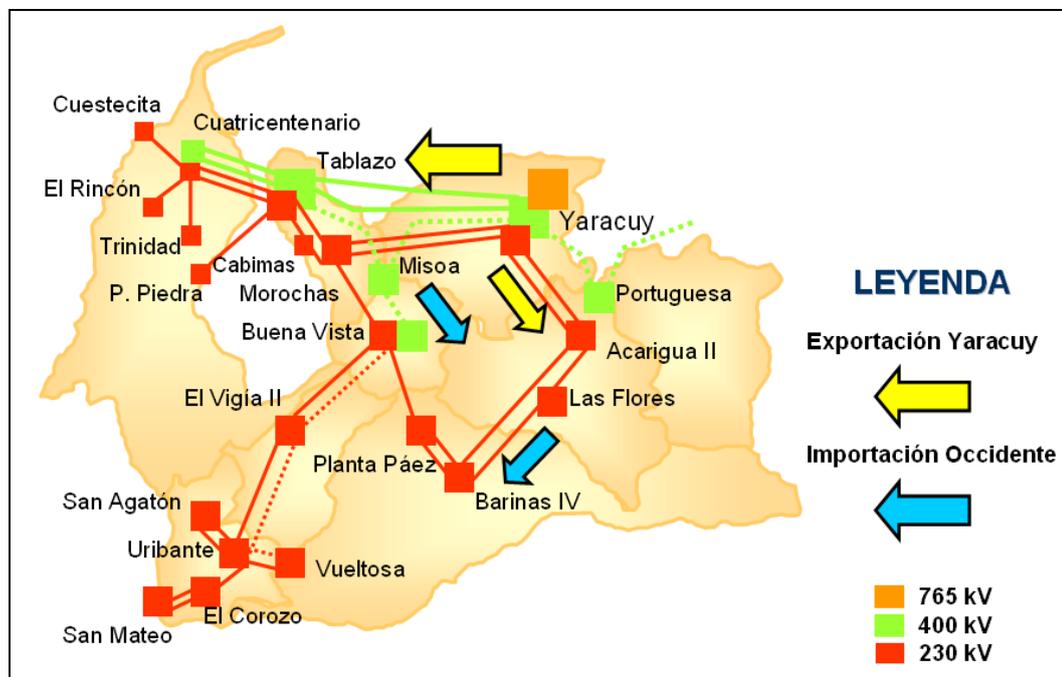


Figura 16.- Topología Sistema Occidental (año 2015).

Para el año 2019, las obras estimadas por el DPDT fueron las mostradas a continuación:

Tabla 2.- Obras sensibilidad año 2019.

Obras
Segunda unidad de generación en Vueltona
Primera unidad de generación en Colorada
Conexión a 400 kV Buena Vista - Uribante

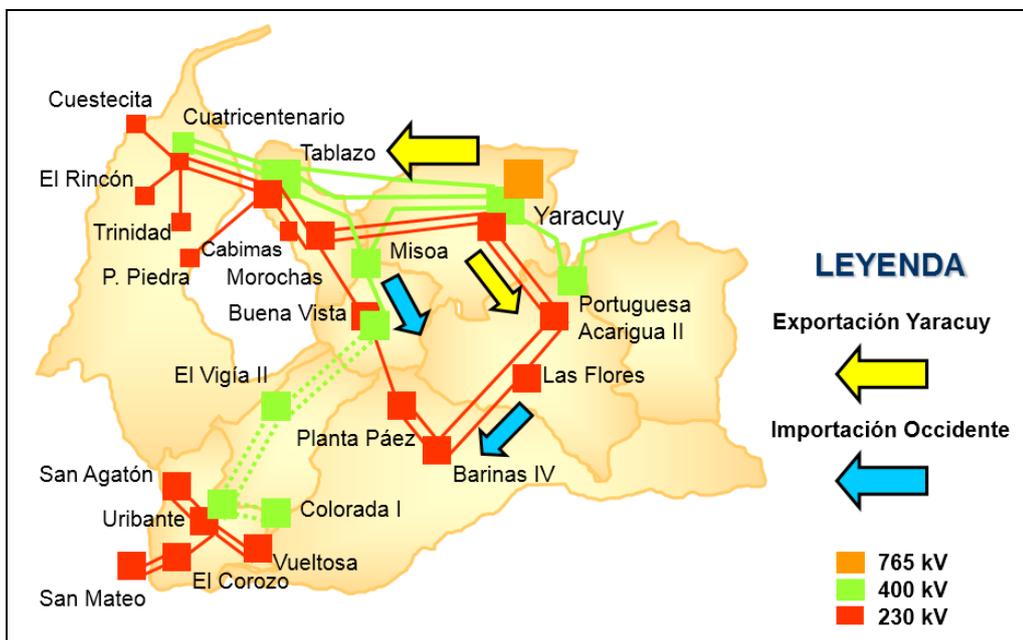


Figura 17.- Topología Sistema Occidental (año 2019).

3.1.2.5.2 Exportación Yaracuy.

La topología asociada al nexo Exportación Yaracuy no presenta obras estructurales para los años en los que se realiza el estudio del Sistema Occidental. Sin embargo, el desvío de una de las línea Arenosa – Yaracuy a 400 kV para posteriormente realizar la conexión a la subestación Portuguesa, previamente estudiado en la sensibilidad de la Importación Suroccidente, tiene un impacto en la transferencia de potencia del nexo Exportación Yaracuy. Por lo tanto, esta obra es analizada para realizar el estudio de la sensibilidad del nexo para el año 2015.

3.1.2.6 Documentación del procedimiento.

Dada la regularidad con la que deben efectuarse los estudios referentes a la actualización de las magnitudes de los límites de transmisión del SEN, se realizó un diagrama de flujo que representa el procedimiento seguido para ajustar el caso de estudio y cumplir con los criterios del DPDT en condiciones normales de operación. El uso de la subrutina desarrollada; la cual se puede encontrar en los servidores del DPDT, y el posterior proceso para calcular los límites de transmisión, se encuentran contenidos en la metodología de este trabajo.

CAPÍTULO IV

4.1.- RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos luego del cumplimiento de las etapas presentadas en el desarrollo metodológico de la investigación.

4.1.1 Inducción.

En la etapa de inducción se revisó la información disponible en el DPDT referente a la estabilidad de los sistemas de potencia y la metodología de cálculo de los límites de transmisión. Además, se recopiló la data de los generadores existentes, en conjunto con sus respectivos sistemas de control, a fin de actualizar la modelación de los mismos en los casos en los cuales fuese necesario.

Por otra parte, la familiarización con el SEN fue fundamental para el correcto cumplimiento de las etapas siguientes en la metodología. La revisión del Portafolio de Inversiones de Expansión proporcionó las obras de generación y transmisión que fueron agregadas al caso de estudio y que influyen en las condiciones de operación del sistema y los niveles de intercambio entre áreas.

4.1.2 Ajuste del caso de estudio.

Tras haberse realizado una revisión de la topología montada en el caso base de estudio, se identificaron las obras proyectadas en el Portafolio de Inversiones de Expansión y que aún no se encontraban dentro de la herramienta de simulación para los respectivos años de estudio.

La información recabada sobre el historial de despacho de potencia de las distintas unidades de generación que forman parte del SEN (principalmente

termoeléctricas), permitió establecer un esquema de generación factible para satisfacer la demanda proyectada para los años 2015 y 2019 respectivamente.

La generación y la demanda estimada a nivel nacional y, de los estados que son de interés para la Importación Suroccidente y Exportación Yaracuy, poseen los siguientes valores.

Tabla 3.- Generación y demanda estimadas (año 2015).

	2015	
	Nacional	Estados
Generación [MW]	22.254	Barinas 425
		Mérida 240
		Portuguesa 0
		Táchira 485
		Trujillo 0
		Zulia 2367
Demanda [MW]	21.405	Barinas 360
		Mérida 212
		Portuguesa 289
		Táchira 460
		Trujillo 271
		Zulia 3474

Tabla 4.- Generación y demanda estimadas (año 2019).

	2019	
	Nacional	Estados
Generación [MW]	27.452	Barinas 425
		Mérida 300
		Portuguesa 0
		Táchira 940
		Trujillo 0
		Zulia 2911
Demanda [MW]	26.592	Barinas 381
		Mérida 212
		Portuguesa 315
		Táchira 479
		Trujillo 271
		Zulia 4430

A continuación, para el año 2015 se muestra el perfil de tensiones obtenido para ambos años de estudio en las barras cuya magnitud de tensión nominal es mayor o igual a 230 kV de los estados Barinas, Mérida, Táchira y Trujillo.

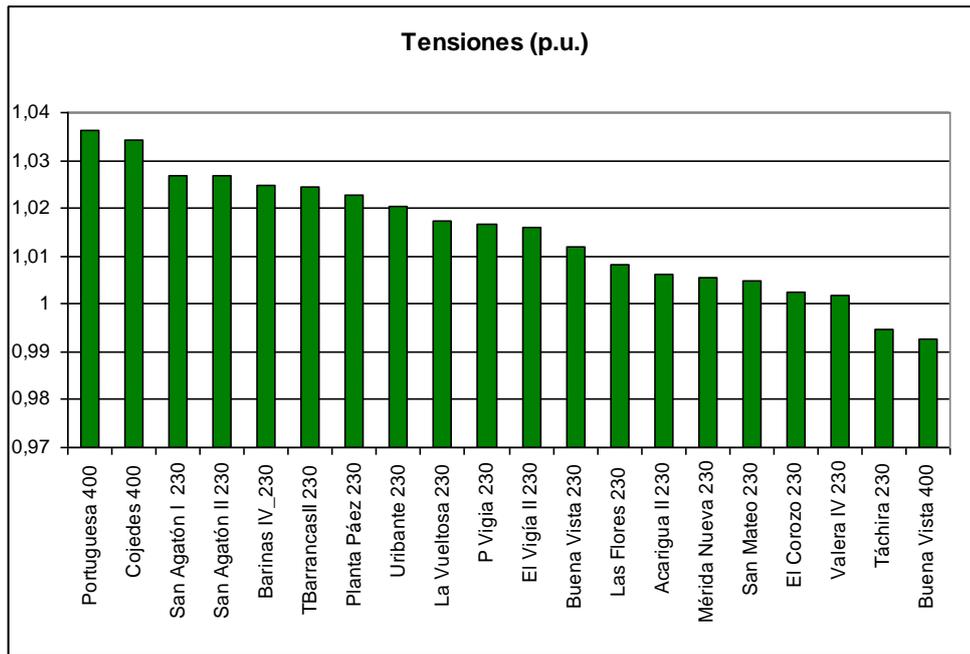


Gráfico 1.- Perfil de tensión Importación Suroccidente (año 2015).

Las tensiones en las barras pertenecientes al estado Zulia son expuestas en un gráfico separado debido a que las condiciones de operatividad de dicho estado poseen una fuerte dependencia con respecto al nivel de intercambio de potencia entre los nexos que componen la Exportación Yaracuy.

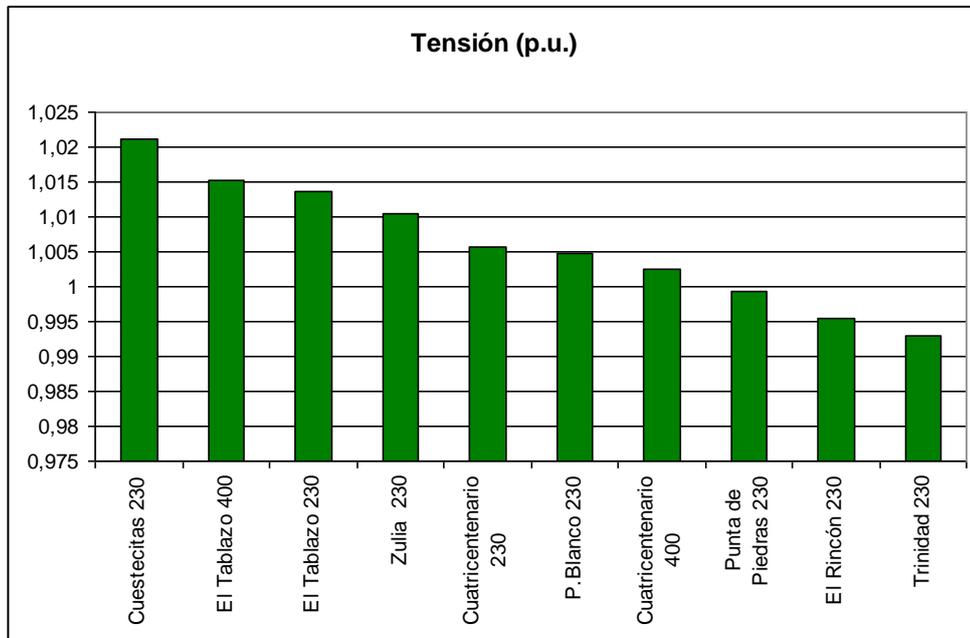


Gráfico 2.- Perfil de tensión Exportación Yaracuy (año 2015).

Mientras que para el año 2019, el perfil de tensión obtenido fue el siguiente:

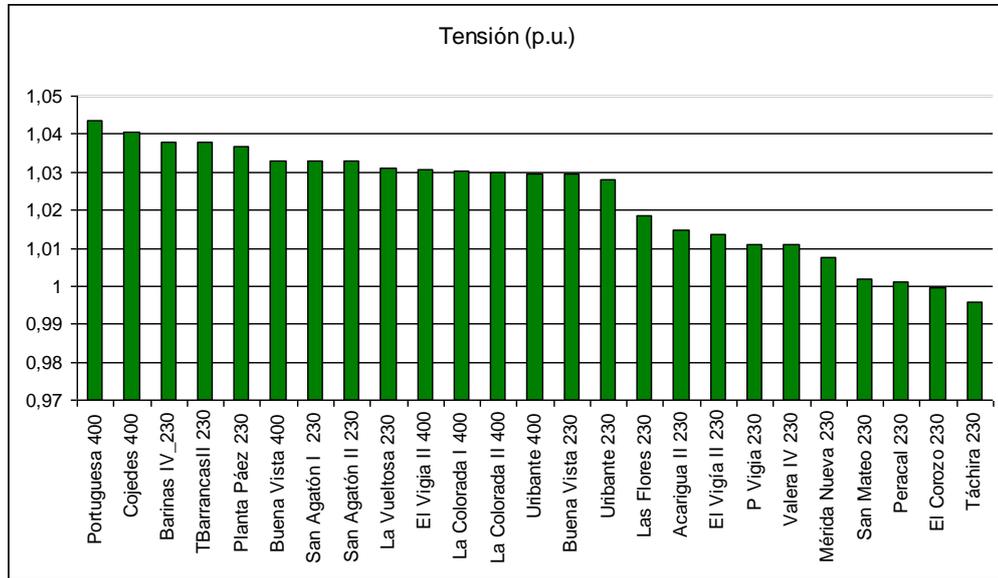


Gráfico 3.- Perfil de tensión Importación Suroccidente (año 2019).

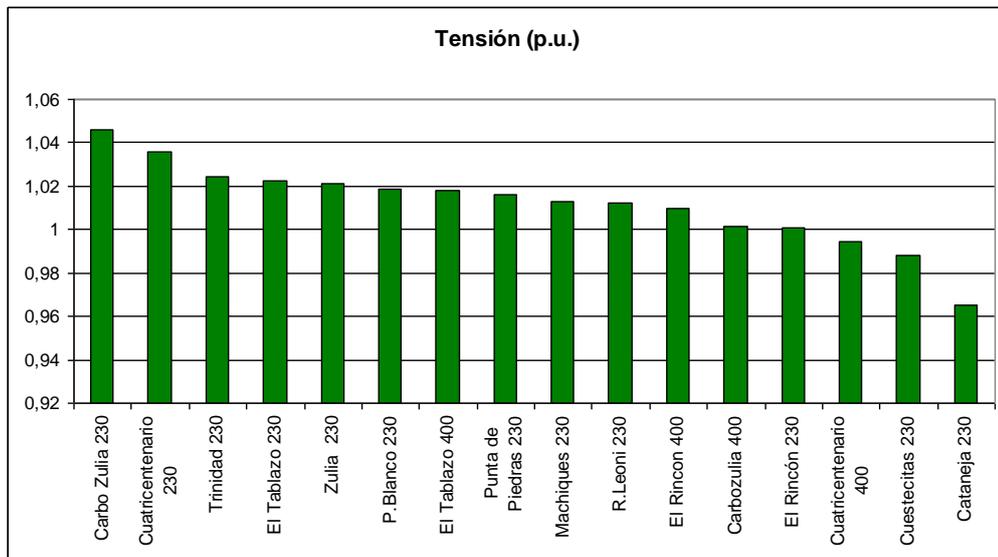


Gráfico 4.- Perfil de tensión Exportación Yaracuy (año 2019).

Se observó que se cumplieran la totalidad de los criterios técnicos referentes a las condiciones normales de operación en cuanto a la sobrecarga de los equipos del sistema eléctrico y los perfiles de tensión requeridos.

Por otra parte, los problemas detectados en los sistemas de control de las unidades de generación, a través de las pruebas de escalón realizadas, fueron solucionados ajustando convenientemente los valores de los parámetros de los diagramas de bloques de los sistemas modelados.

A modo de ejemplo, se muestra la actuación del gobernador sobre la turbina de la unidad 1 de la Planta Termozulia II ante un escalón de potencia activa de 30 MW. Como es de esperar, la disminución en la velocidad del rotor del generador ocasiona un incremento de la potencia mecánica suministrada por la turbina. Luego de 8 segundos, la potencia mecánica de la turbina se equilibra con la potencia demandada (150 MW).

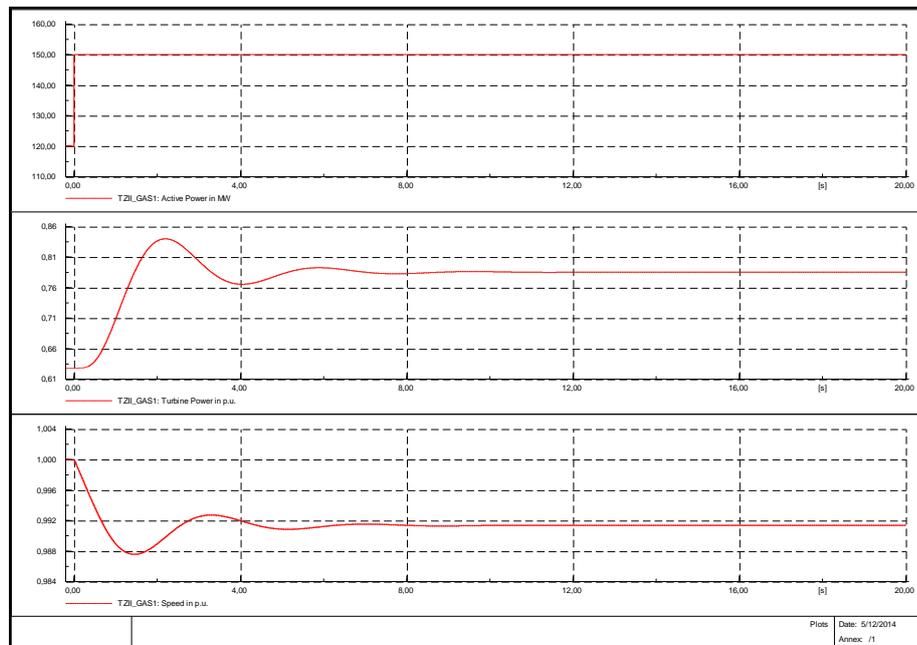


Gráfico 5.- Prueba de escalón al gobernador de Termozulia II G1.

4.1.3 Elaboración de subrutina cálculo de respuesta transitoria.

La subrutina diseñada permitió determinar de manera sencilla el flujo de potencia de los nexos de interés; además de escalar la demanda y generación de la zona de estudio e iniciar las simulaciones en régimen transitorio. Los elementos de transmisión del SEN que conforman los nexos Importación Suroccidente y Exportación Yaracuy son:

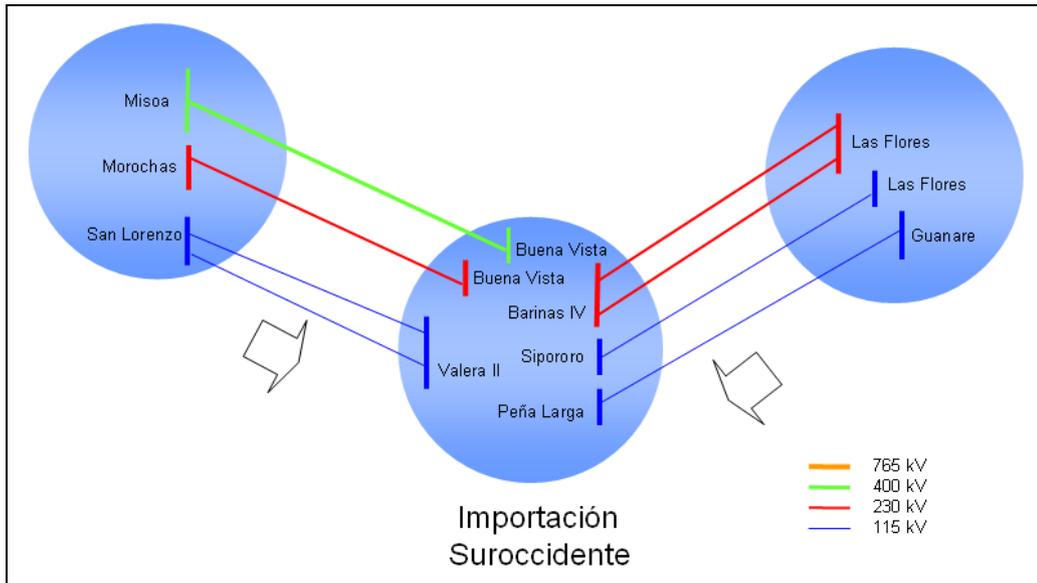


Figura 18.- Nexo Importación Suroccidente.

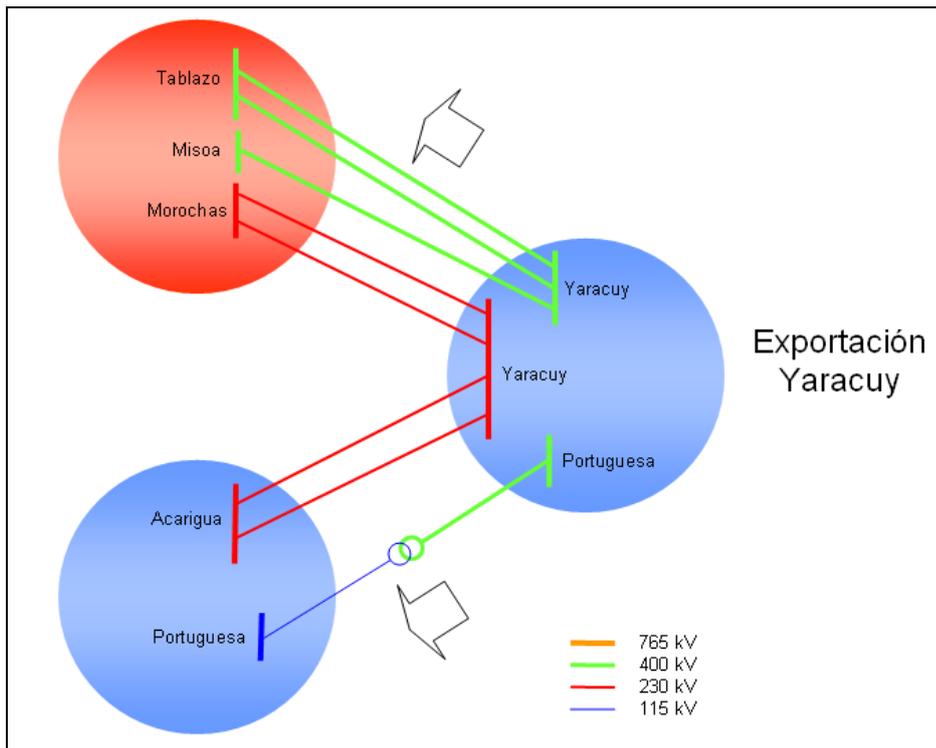


Figura 19.- Nexo Exportación Yaracuy.

La figura 20 muestra un reporte de la subrutina referente a una medición sobre el nexa Importación Suroccidente.

```

Las Morochas - Buena Vista
Las Flores - Barinas IV 230      5 MW
Las Flores - Barinas IV 230 L2  56 MW
Guanare - Peña Larga            -7 MW
B. Vista - Misoa 400            165 MW
San Lorenzo - Valera II_1       -13 MW
San Lorenzo - Valera II_2       -13 MW
Las Flores - Sipororo 115       20 MW

-----
Importación Suroccidente = 269 MW
-----
DIgSI/info - DPL program 'Alejandro' successfully executed

```

Figura 20.- Medición Importación Suroccidente mediante subrutina.

4.1.4 Cálculo de los límites de transmisión.

Una vez aplicada la subrutina desarrollada, fue posible determinar los niveles de intercambio de potencia base entre las distintas áreas que conforman al SEN; es decir, los valores de intercambio con la generación y demanda que fue estimada para cada año de estudio. Estos valores son mostrados en las siguientes tablas:

Tabla 5.- Niveles iniciales de intercambio SEN (año 2015).

Nexos	Intercambio [MW]
Exportación Guayana	8353
Importación Centro-Occidente	2444
Exportación Yaracuy	1450
Importación Sur-Occidente	269

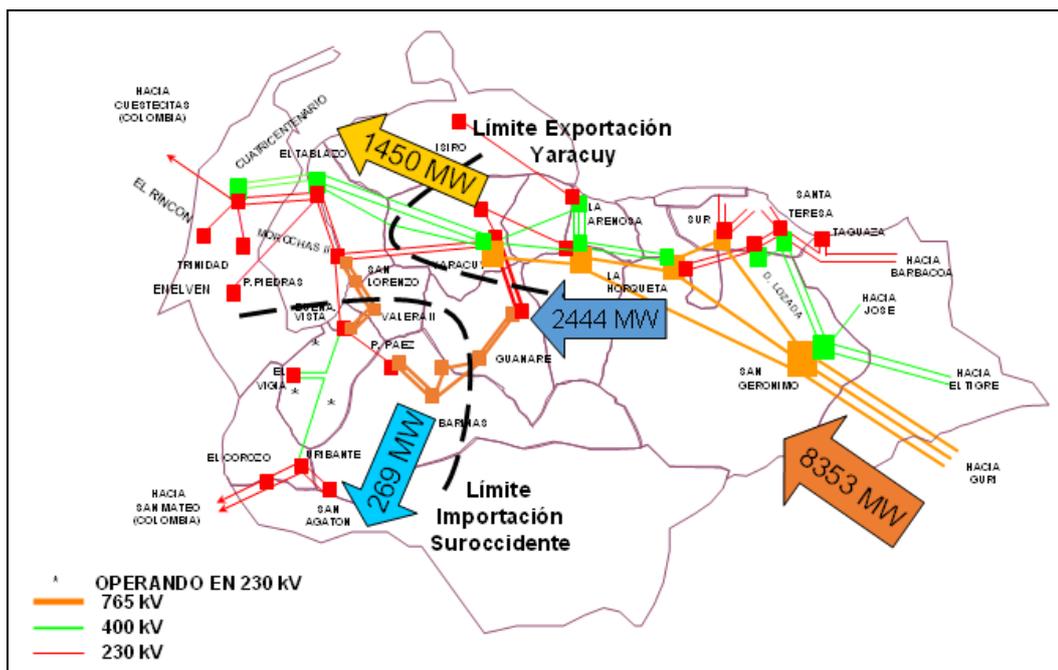


Figura 21.- Niveles iniciales de intercambio (año 2015).

Para el año 2019, los niveles de transferencia registrados presentaron las siguientes magnitudes:

Tabla 6.- Niveles iniciales de intercambio SEN año 2019.

Nexos	Intercambio [MW]
Exportación Guayana	6184
Importación Centro-Occidente	1956
Exportación Yaracuy	1386
Importación Suroccidente	-130

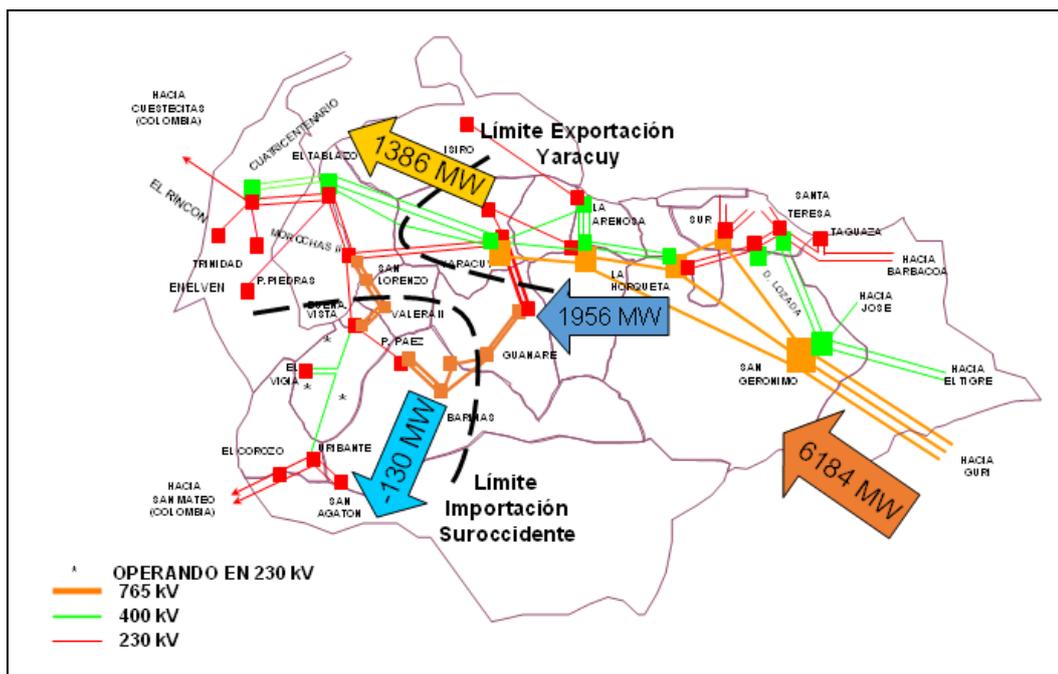


Figura 22.- Niveles iniciales de intercambio (año 2019).

Posteriormente, se procedió a incrementar la transferencia en los nexos Importación Suroccidente y Exportación Yaracuy hasta determinar los límites de transferencia según la metodología propuesta.

4.1.4.1 Por variación de demanda.

4.1.4.1.1 Escenario año 2015.

Los resultados obtenidos del estudio realizado para el año 2015 son los siguientes:

4.1.4.1.1.1 Importación Suroccidente.

Del conjunto de contingencias consideradas, se determinó que la contingencia crítica para determinar la capacidad de Importación del área Suroccidente viene dada por una falla monofásica a tierra de cero impedancia de la línea a 765 kV San Gerónimo – Arenosa. El despeje de la línea es realizado 4 ciclos después de la ocurrencia del cortocircuito.

Tras esta contingencia se presentan las mayores oscilaciones en las variables del sistema que están siendo monitoreadas (tensión de las barras, ángulo de rotor de generadores y frecuencia de los generadores).

La demanda del área a estudiar fue incrementada, siguiendo la metodología propuesta, hasta obtener los siguientes valores:

Tabla 7.- Máxima demanda año 2015.

Estados	Demanda (MW)
Barinas	418
Mérida	246
Táchira	534
Trujillo	314

La respuesta transitoria obtenida por parte del SEN tras la ocurrencia de la contingencia crítica, en condición de máxima demanda, se muestra a continuación:

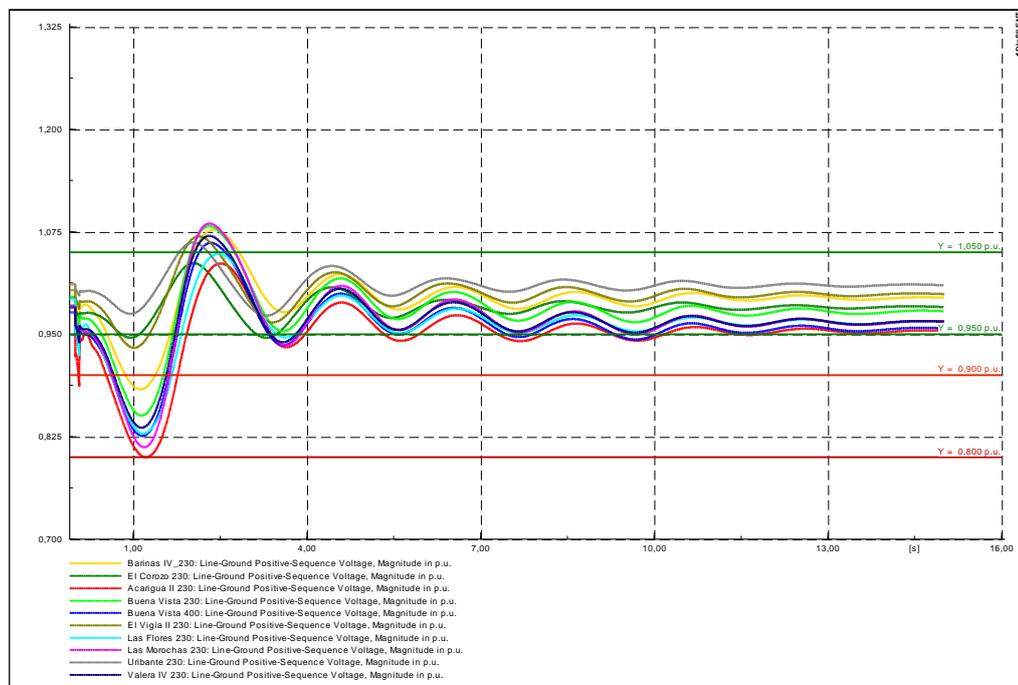


Gráfico 6.- Tensiones barras de interés (año 2015).

La transferencia es limitada por la tensión, en régimen transitorio, de la barra a 230 kV de Acarigua II. Los valores de intercambio obtenidos para la condición de máxima variación de demanda de potencia del nexo Suroccidente son presentados en la Tabla 8.

Tabla 8.- Intercambio variación demanda año 2015.

Nexos	Intercambio (MW)
Exportación Guayana	8610
Importación Centro-Occidente	2639
Exportación Yaracuy	1540
Importación Suroccidente	462

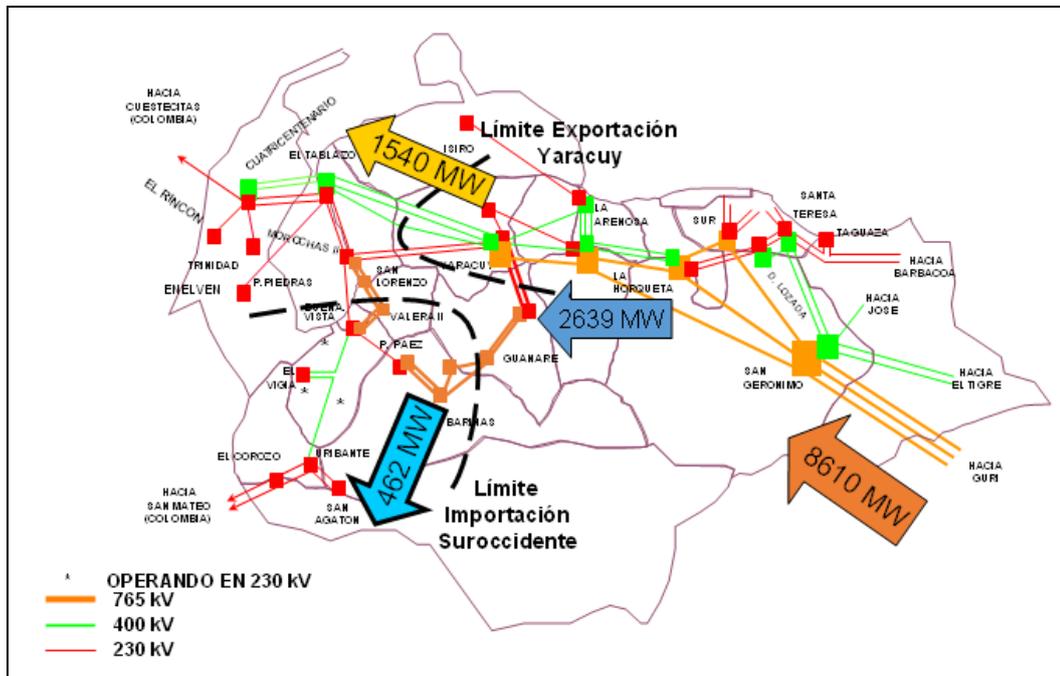


Figura 23.- Intercambio variación de demanda (año 2015).

El límite de transmisión resultante para el nexo Importación Suroccidente en el año 2015 es de 462 MW.

4.1.4.1.1.2 Exportación Yaracuy.

Para el nexo de intercambio Exportación Yaracuy, se determinó que la contingencia crítica viene dada por una falla bifásica a tierra de cero impedancia de la línea de menor longitud entre las subestaciones Yaracuy – Tablazo de 400 kV de tensión. El despeje de la línea es realizado 4 ciclos después de la ocurrencia de la falla. Para esta falla, se detectaron las mayores caídas de tensión en las barras de las subestaciones localizadas en el estado Zulia.

Operando el sistema con un valor de Importación Suroccidente cercano al límite de transmisión, se pudo incrementar la demanda del estado Zulia hasta llegar a los 3530 MW. Bajo estas condiciones, se obtuvo el límite de transmisión de la Exportación Yaracuy.

La respuesta transitoria del SEN para este punto de operación y, tras la ocurrencia de la contingencia crítica, fue la siguiente:

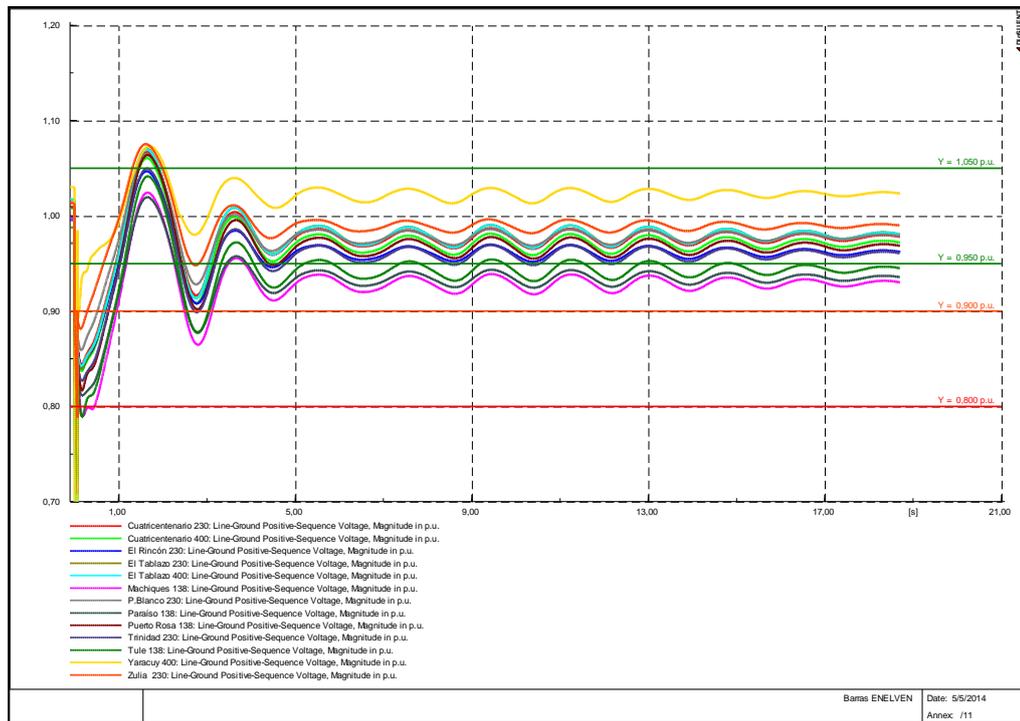


Gráfico 7.- Tensión barras de interés (año 2015).

La transferencia de potencia activa en el nexo de Exportación Yaracuy, es limitada por el criterio de mínima tensión en régimen permanente para la barra Trinidad de 230 kV.

Tabla 9.- Intercambio variación de demanda (año 2015).

Nexos	Intercambio (MW)
Exportación Guayana	8436
Importación Centro-Occidente	2576
Exportación Yaracuy	1977
Importación Suroccidente	432

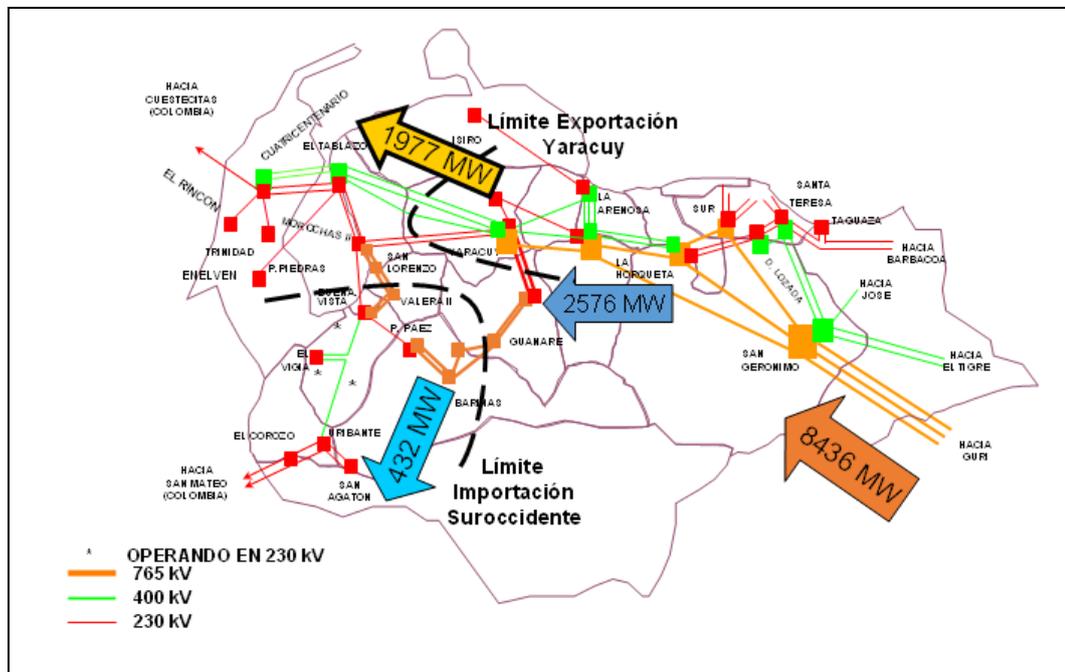


Figura 24.- Intercambio variación de demanda (año 2015).

El límite de transmisión del nexo Exportación Yaracuy obtenido fue de 1977 MW:

4.1.4.1.2 Escenario año 2019.

Para el año 2019, la metodología utilizada permitió obtener los resultados presentados a continuación:

4.1.4.1.2.1 Importación Suroccidente.

De igual forma, el estudio realizado muestra que la contingencia crítica para la Importación Suroccidente continúa siendo una falla monofásica a tierra de cero impedancia de la línea San Gerónimo – Arenosa de 765 kV, con el despeje asociado ocurriendo 4 ciclos después de la falla.

La demanda del área fue aumentada hasta alcanzar los siguientes valores:

Tabla 10.- Máxima demanda (año 2019).

Estados	Demanda (MW)
Barinas	553
Mérida	308
Táchira	696
Trujillo	393

Bajo esta condición de demanda especificada, la respuesta del SEN ante la contingencia mencionada fue:

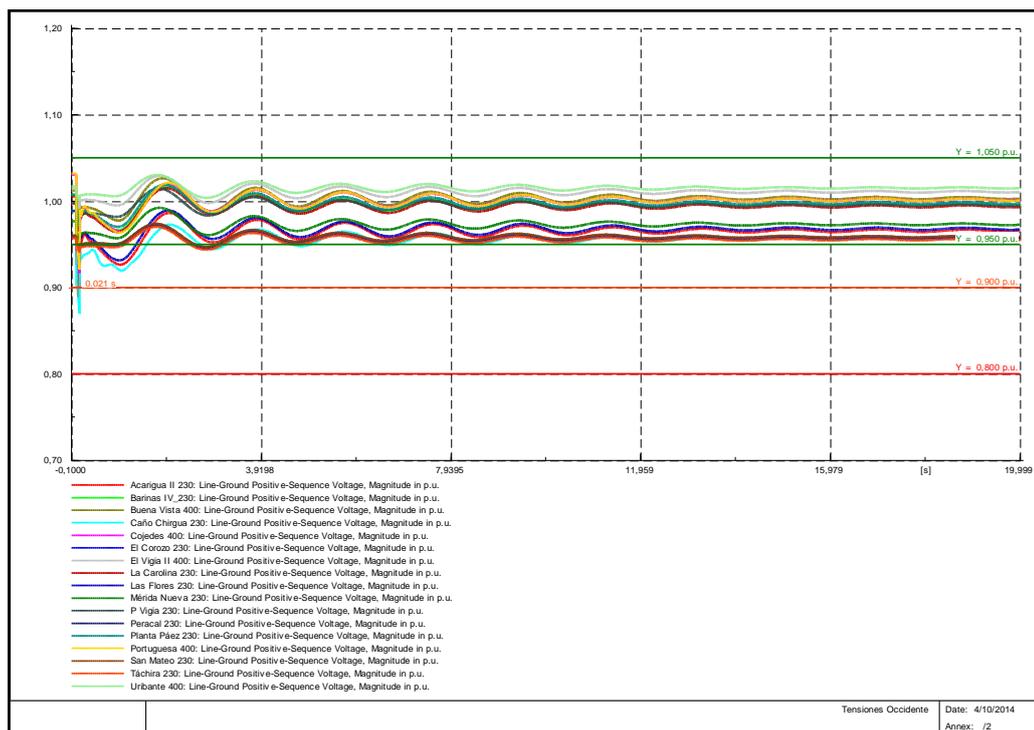


Gráfico 8.- Tensiones barras de interés (año 2019).

El intercambio de potencia activa en el área de estudio es limitado por la tensión en régimen permanente de las barra Táchira de 230 kV de tensión nominal.

Tabla 11.- Intercambio por variación de demanda (año 2019).

Nexos	Intercambio (MW)
Exportación Guayana	6735
Importación Centro-Occidente	2356
Exportación Yaracuy	1562
Importación Suroccidente	277

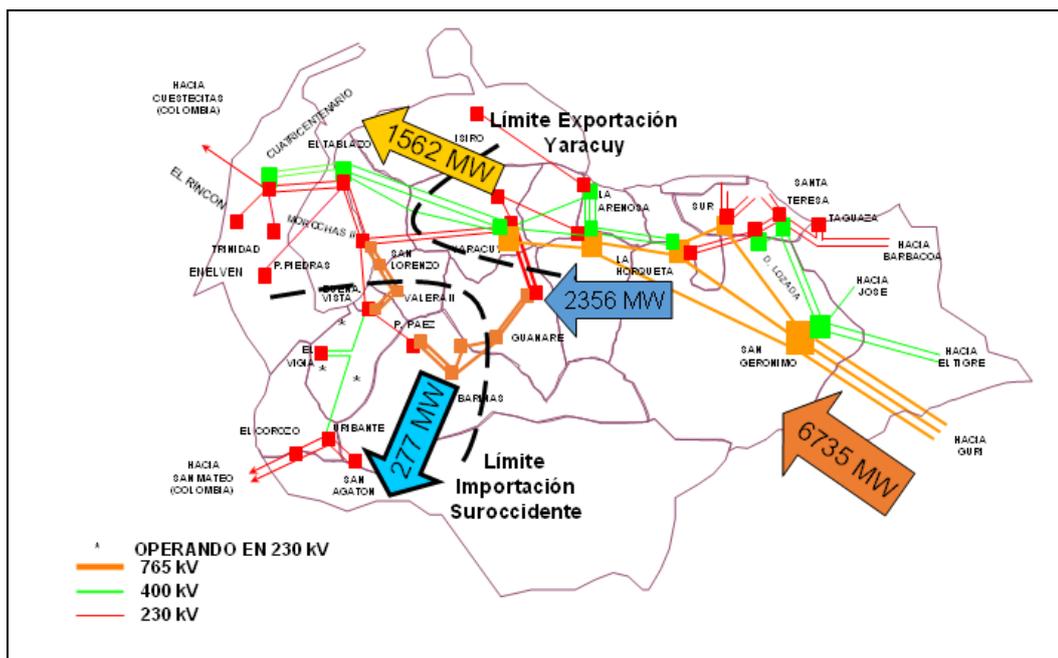


Figura 25.- Intercambio variación de demanda (año 2019).

El intercambio obtenido para la región Suroccidente luego de la aplicación de la metodología por variación de demanda, fue de 277 MW.

4.1.4.1.2.2 Exportación Yaracuy.

Para el escenario del año 2019, la contingencia crítica del nexo Exportación Yaracuy continúa siendo la falla bifásica a tierra de cero impedancia de la línea Yaracuy – Tablazo (400 kV) de menor longitud, con un despeje asociado de 4 ciclos.

Tras incrementar la demanda del Estado Zulia, se monitorea la respuesta del sistema ante la contingencia crítica estando en la condición límite de la Exportación Yaracuy.

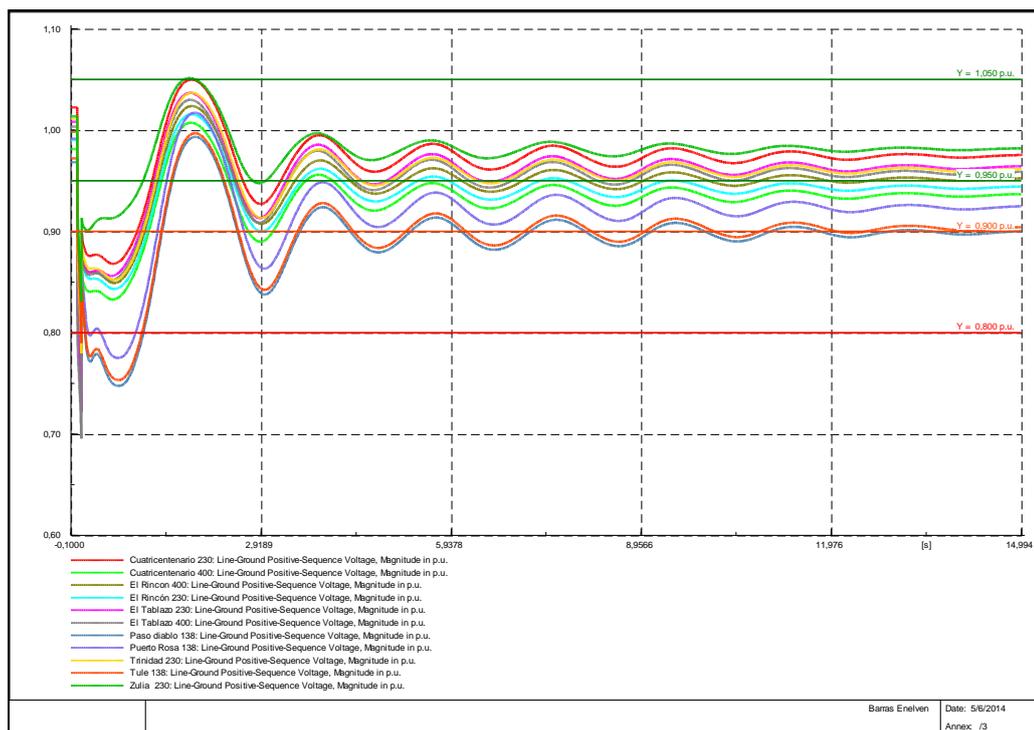


Gráfico 9.- Tensión barras de interés (año 2019).

El intercambio de potencia es limitado por el criterio de la mínima tensión en régimen permanece de la subestación Paso Diablo, la cual opera a 138 kV de tensión nominal.

Tabla 12.- Intercambio por variación de demanda (año 2019).

Nexos	Intercambio (MW)
Exportación Guayana	6616
Importación Centro-Occidente	2537
Exportación Yaracuy	2127
Importación Suroccidente	273

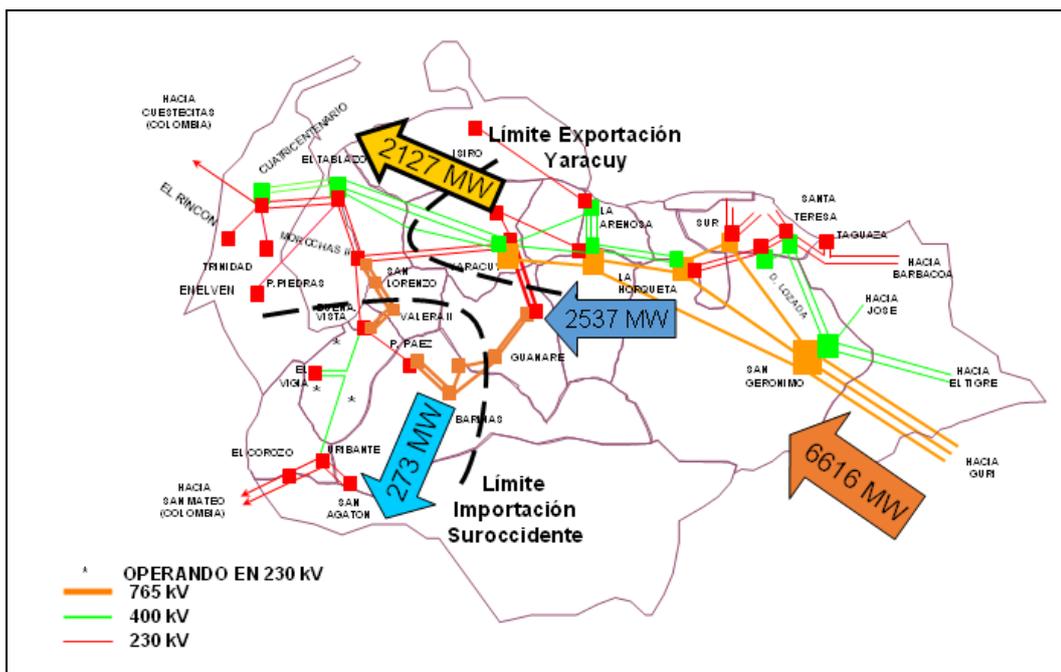


Figura 26.- Intercambio por variación de demanda (año 2019).

Finalmente, el límite de transmisión de Exportación Yacuy obtenido para el año 2019 fue de 2127 MW.

4.1.4.2 Por variación de generación.

4.1.4.2.1 Escenario año 2015.

Mediante el esquema de variación de generación, se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación para el año 2015:

4.1.4.2.1.1 Importación Suroccidente.

La siguiente tabla indica los niveles de generación de las unidades que se encuentra en la región Suroccidente del SEN.

Tabla 13.- Despacho de generación año 2015.

Generadores	Despacho inicial (MW)
Fabricio Ojeda G1	200
Termobarrancas G1	150
San Agatón G1	120

San Agatón G2	120
Termo Vigia G1	120
Termo Vigia G2	120
Gen Barinas I G1	50
Gen Barinas I G2	50
Táchira G 15	45
P.Páez 1	40
P.Páez 2	40
P.Larga G1	35
P.Larga G2	35
Gen Masparro 1	12,5
Gen Masparro 2	12,5

Se llevó a la generación térmica propia del área al nivel mínimo para el cual el sistema puede recuperarse de los efectos de la contingencia crítica. La respuesta del SEN registrada fue:

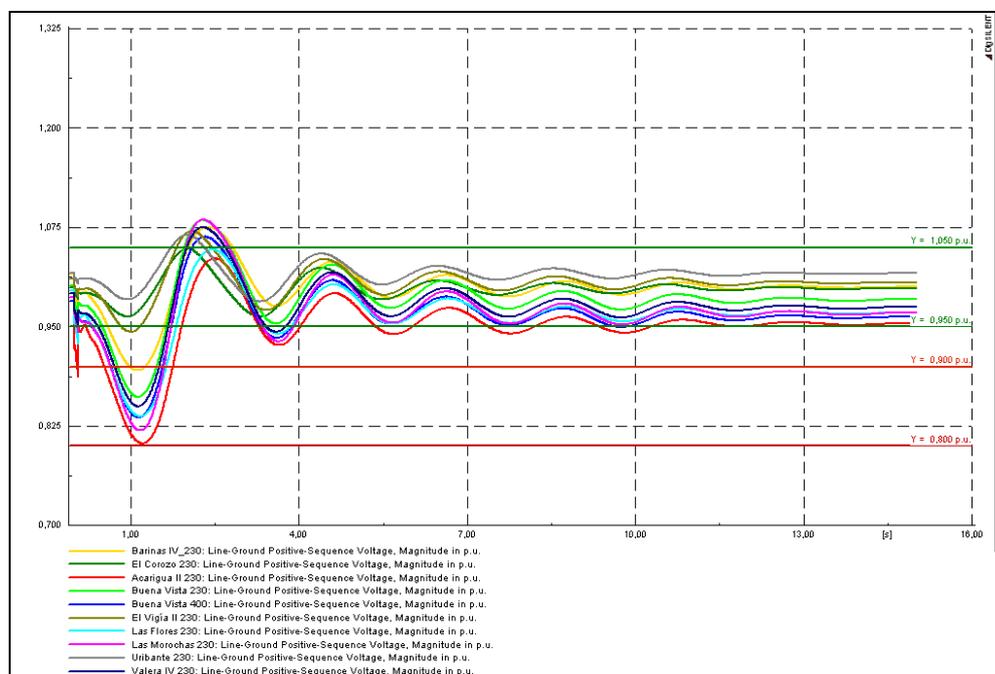


Gráfico 10.- Tensiones barras de interés (año 2015).

La transferencia de potencia fue limitada por la tensión, en régimen transitorio, presentada por la barra en 230 kV de Acarigua II. Para la condición límite, la máxima variación de generación térmica soportada por la región Suroccidente fue:

Tabla 14.- Variación despacho generación térmica año 2015.

Generadores	Despacho inicial (MW)	Despacho final (MW)
Termobarrancas G1	150	82,6
Termo Vigia G 1	120	66,1
Termo Vigia G 2	120	66,1
Gen Barinas I G1	50	27,5
Gen Barinas I G2	50	27,5
Táchira G 15	45	24,8

Para la condición de despacho final, los intercambios de potencia entre los nexos del SEN fueron los siguientes:

Tabla 15.-Intercambio por variación de generación año 2015.

Nexos	Intercambio (MW)
Exportación Guayana	8640
Importación Centro-Occidente	2660
Exportación Yaracuy	1551
Importación Suroccidente	486

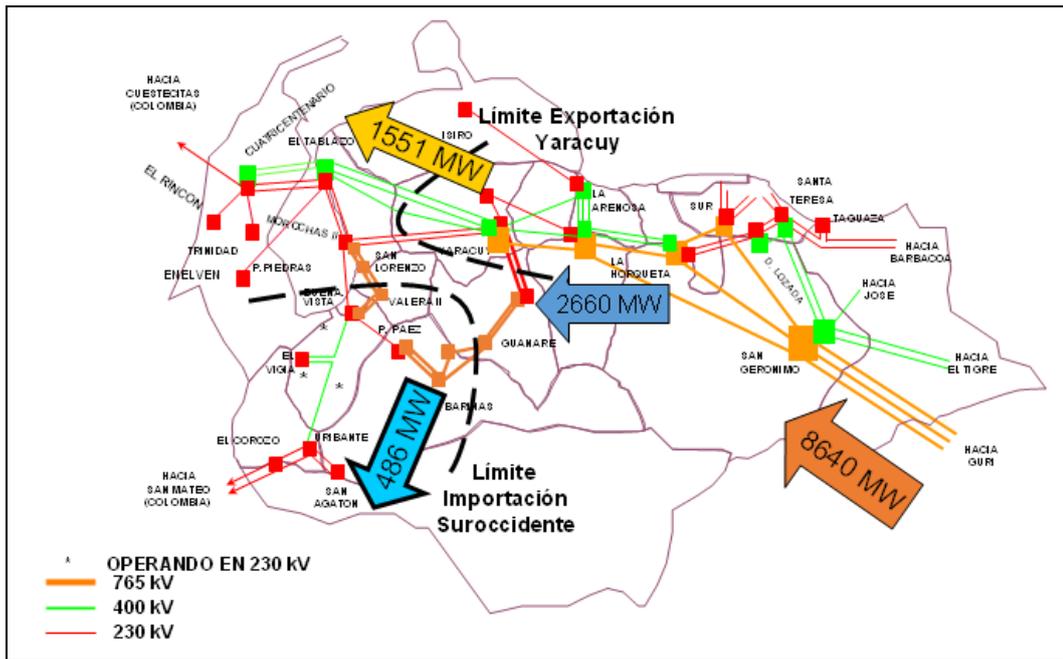


Figura 27.- Intercambio por variación de generación (año 2015).

Se tiene que el límite de transmisión por variación de generación determinado para la Importación Suroccidente fue de 486 MW.

4.1.4.2.1.2 Exportación Yaracuy.

Para obtener el límite del nexo, se procedió a disminuir el despacho de las principales unidades termoeléctricas localizadas en el estado Zulia, hasta alcanzar el despacho mínimo necesario para que el SEN pueda recuperarse luego de la contingencia crítica de la Exportación Yaracuy (falla bifásica a tierra línea Yaracuy – Tablazo de menor longitud).

La respuesta medida para este punto de operación se muestra a continuación:

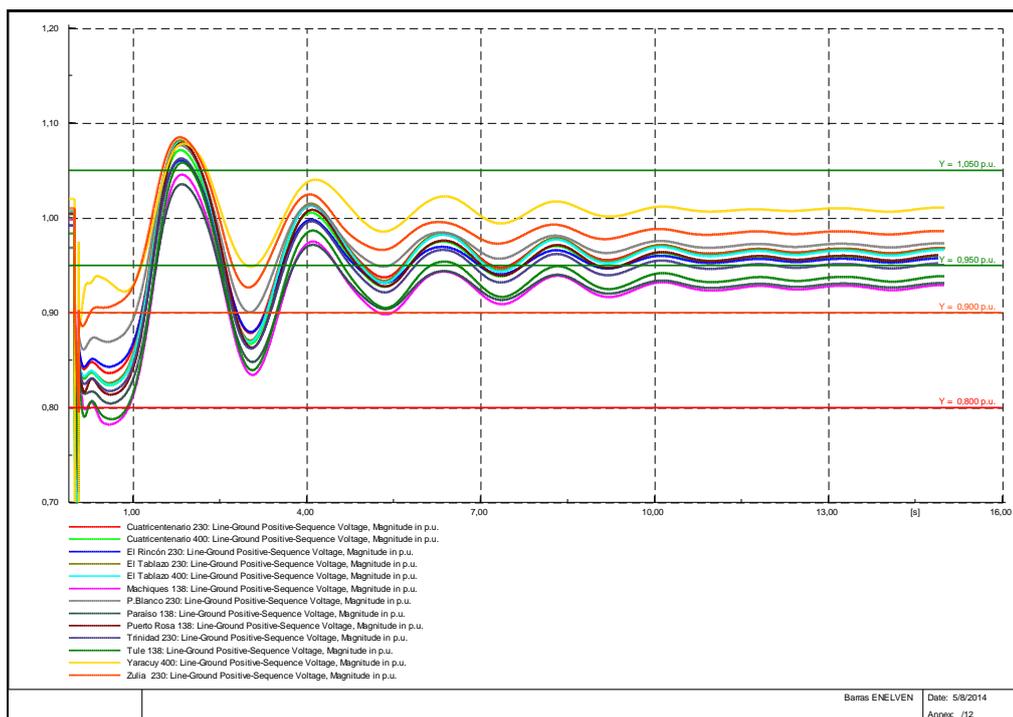


Gráfico 11.- Tensión barras de interés (año 2015).

La tensión en la barra Trinidad de 230 kV, limitó la transferencia del nexo estudiado. La disminución en la generación permitida se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16.- Variación de generación (año 2015).

Generadores	Despacho inicial [MW]	Despacho final [MW]
Ramón Laguna 15	100	81
Ramón Laguna 16	100	81
Termozulia III GAS1	150	121,5
Termozulia III GAS2	150	121,5
Termozulia II GAS1	150	121,5
Termozulia II GAS2	150	121,5
Termozulia II VAP1	150	121,5
Termozulia GAS1	130	105,3
Termozulia GAS2	130	105,3
Termozulia VAP1	130	105,3

Bajo esta condición en la generación del estado Zulia, la transferencia de potencia activa medida en los nexos de intercambio del SEN fue la siguiente:

La tabla 18 muestra la totalidad de los generadores sincronizados a la red en el área de estudio, junto con su despacho.

Tabla 18.- Despacho de generación (año 2019).

Generadores	Despacho inicial (MW)
Fabricio Ojeda G1	220
Fabricio Ojeda G2	220
La Colorada G1	200
San Agatón G1	150
San Agatón G2	150
Termo Vigía G1	150
Termo Vigía G2	150
Termobarrancas G1	150
Gen Barinas I G1	50
Gen Barinas I G2	50
P.Páez 1	40
P.Páez 2	40
P.Larga G1	35
P.Larga G2	35
Gen Masparro 1	12,5
Gen Masparro 2	12,5

Se comenzó a disminuir el despacho de las unidades térmicas hasta alcanzar el despacho mínimo necesario para que el sistema se mantenga estable tras la contingencia crítica. Sin embargo, dicho punto no se obtuvo tras desconectar las unidades térmicas por lo que se procedió a variar la generación de los principales generadores hidráulicos del Suroccidente del país.

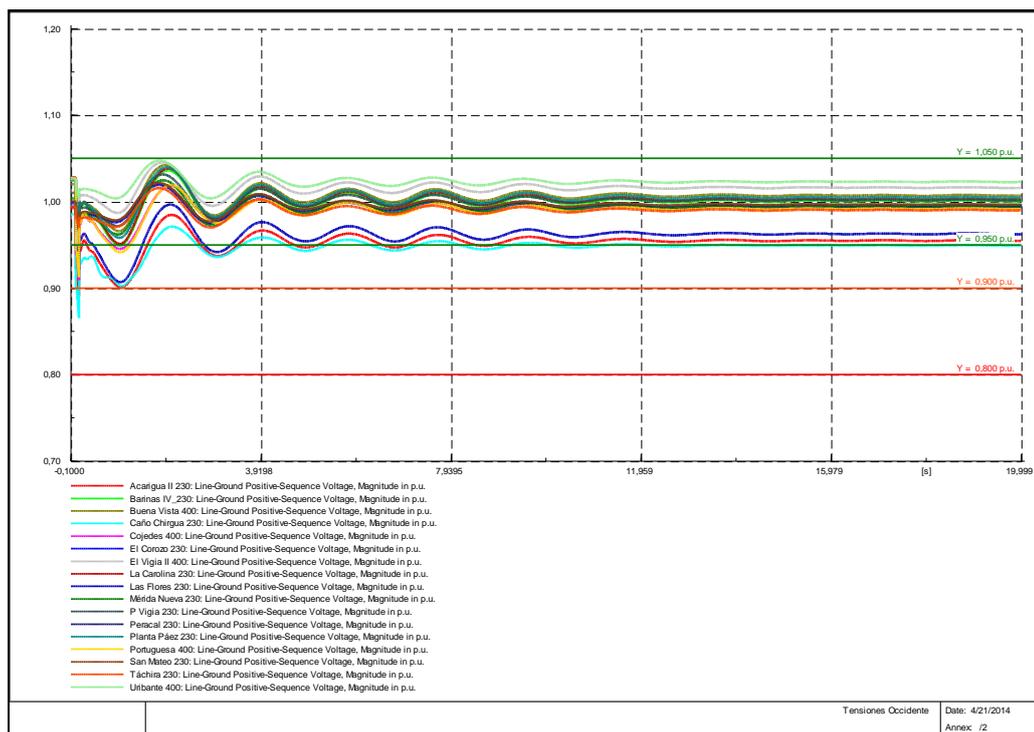


Gráfico 12.- Tensión barras de interés (año 2019).

El límite de transmisión de la Importación Suroccidente es limitado por la tensión en la barra Acarigua II de 230 kV. La variación en el despacho de las unidades hidráulicas fue el mostrado a continuación:

Tabla 19.- Variación de generación hidráulica (año 2019).

Generadores	Despacho inicial (MW)	Despacho final (MW)
Fabricio Ojeda G1	220	166,6
Fabricio Ojeda G2	200	166,6
La Colorada G1	200	151,4
San Agatón G1	150	113,6
San Agatón G2	150	113,6

Para el mínimo despacho de generación, el flujo de potencia activa registrado en los nexos del SEN fue

Tabla 20.- Intercambio por variación de generación (año 2019).

Nexos	Intercambio (MW)
Exportación Guayana	6705
Importación Centro-Occidente	2642
Exportación Yaracuy	1667
Importación Suroccidente	563

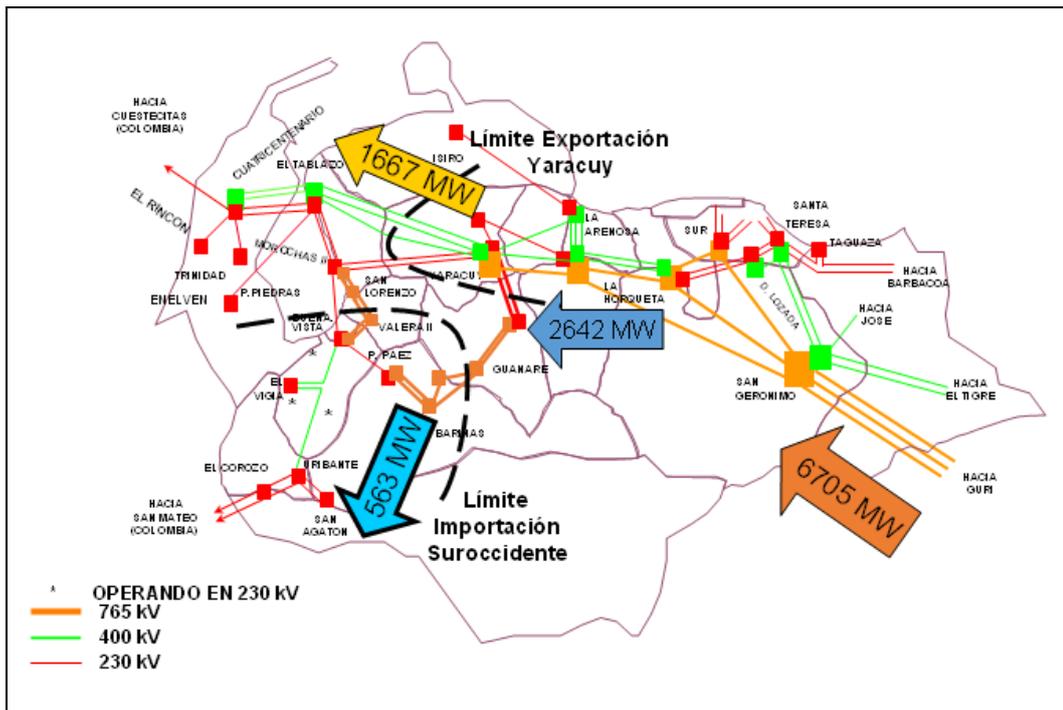


Figura 29.- Intercambio por variación de generación (año 2019).

El límite de transmisión por variación de generación (año 2019) para el área Suroccidente fue de 563 MW.

4.1.4.2.2 Exportación Yaracuy.

Se procedió a incrementar los niveles de intercambio de potencia activa del nexo Exportación Yaracuy por medio de la disminución en la generación de las principales unidades termoeléctricas del estado Zulia hasta alcanzar el límite de transmisión del nexo.

La respuesta del SEN para la contingencia crítica en dicha condición de intercambio fue la mostrada a continuación.

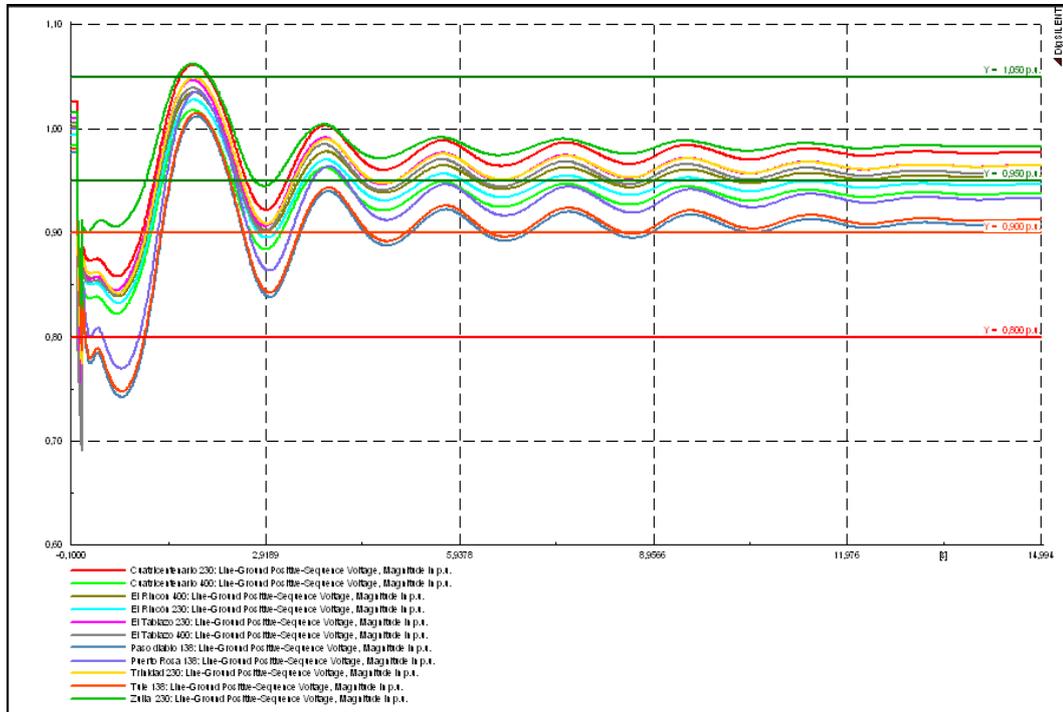


Gráfico 13.- Tensión barras de interés (año 2019).

Bajo la condición de límite de transmisión, la tensión de la barra Paso Diablo que opera a 138 kV alcanza su mínimo técnico. El despacho final de las unidades de generación que fueran puestas a variaciones de potencia se muestra en la Tabla 21:

Tabla 21.- Variación de generación (año 2019).

Generadores	Despacho inicial [MW]	Despacho final [MW]
Ramón Laguna 15	150	120
Ramón Laguna 16	150	120
Termozulia III GAS1	150	120
Termozulia III GAS2	150	120
Termozulia II GAS1	150	120
Termozulia II GAS2	150	120
Termozulia II VAP1	150	120
Termozulia GAS1	130	104
Termozulia GAS2	130	104
Termozulia VAP1	130	104

El flujo de potencia dentro del SEN fue el siguiente:

Tabla 22.- Intercambio por variación de generación (año 2019).

Nexos	Intercambio (MW)
Exportación Guayana	6596
Importación Centro-Occidente	2593
Exportación Yaracuy	2190
Importación Suroccidente	274

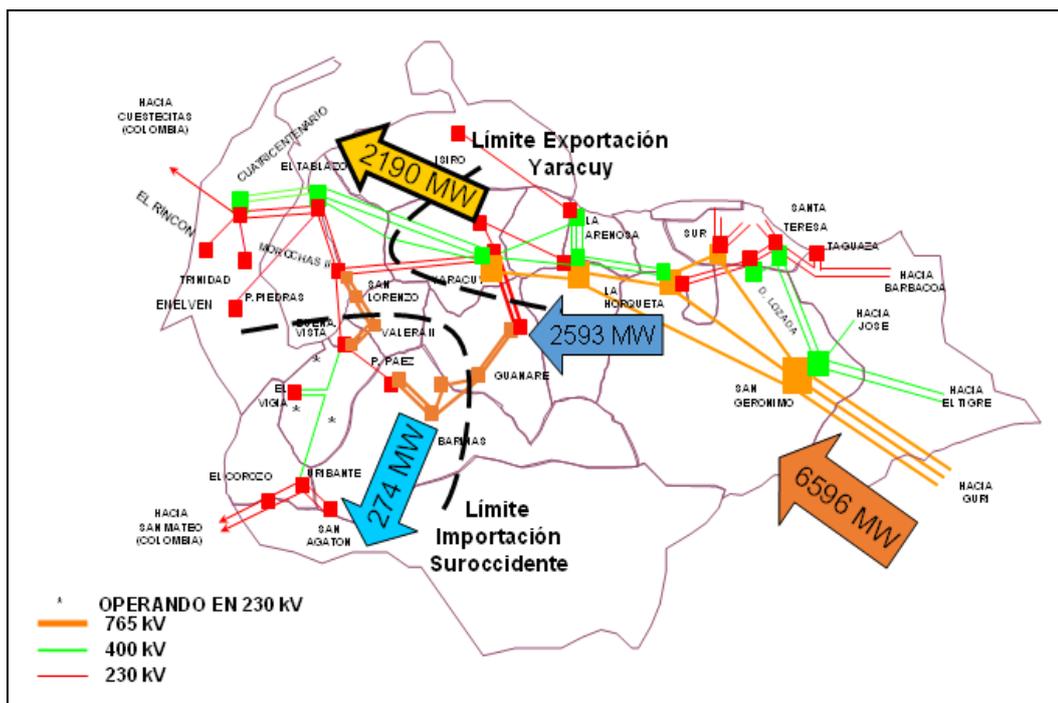


Figura 30.- Intercambio por variación de generación (año 2019).

Finalmente, el límite de transmisión Exportación Yaracuy por variación de generación es de 2190 MW.

4.1.5 Desarrollo de la sensibilidad.

4.1.5.1 Importación Suroccidente.

En lo que respecta a la sensibilidad, los resultados presentados son los correspondientes a la respuesta en tensión de las barras pertenecientes a la red de Suroccidente a medida que las obras previstas son ejecutadas. Las variables de ángulo de rotor de generadores y frecuencia del sistema fueron monitoreadas y se encuentran contenidas en los anexos del trabajo.

4.1.5.1.1 Escenario año 2015.

Para iniciar el desarrollo de la sensibilidad se partió de la topología presentada por el SEN en el año 2013. Con esta configuración se determinó el límite de transmisión por variación de demanda.

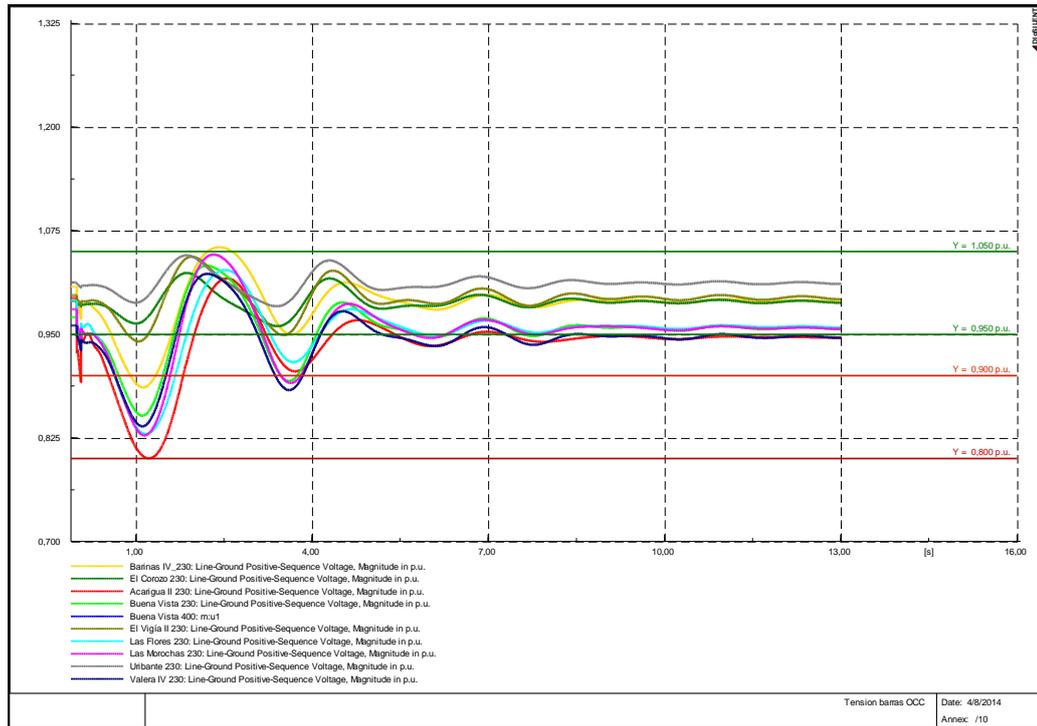


Gráfico 14.- Tensiones topología año 2013.

Luego, fueron puestos en servicio los tramos de líneas que componen la segunda línea a 230 kV del sistema Suroccidente entre las subestaciones Buena Vista y Urubante. Para el tramo Buena Vista – Vigía II se obtuvo la siguiente respuesta:

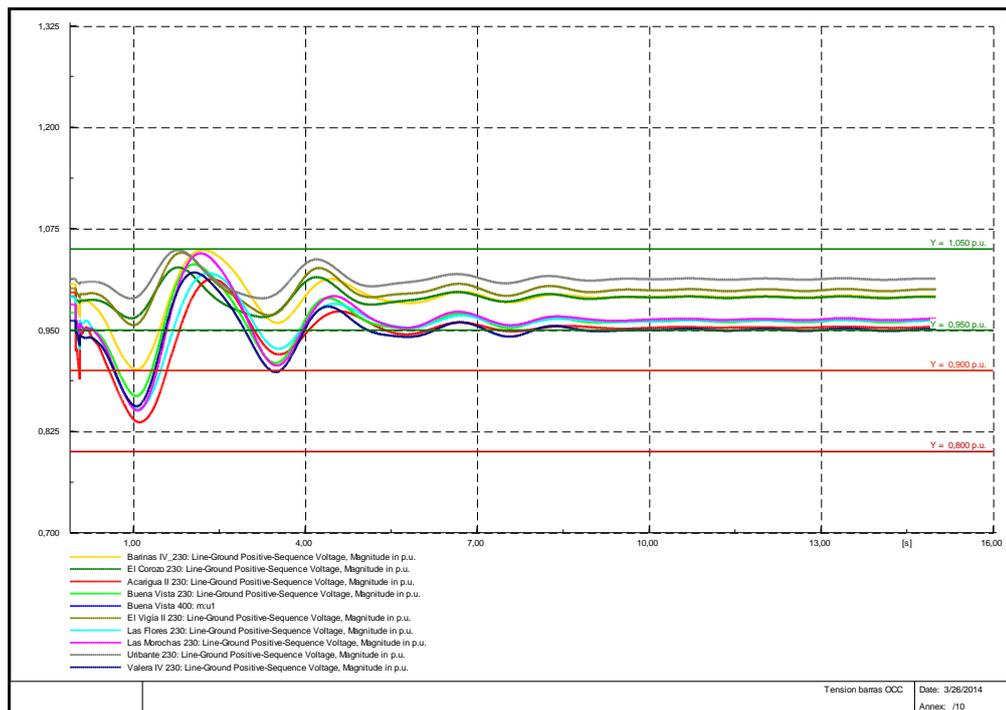


Gráfico 15.- Tensiones tramo Buena Vista – Vigía II.

Seguidamente se monitorearon las tensiones en las barras con la entrada dentro del caso de estudio del tramo Vigía II – Urbante.

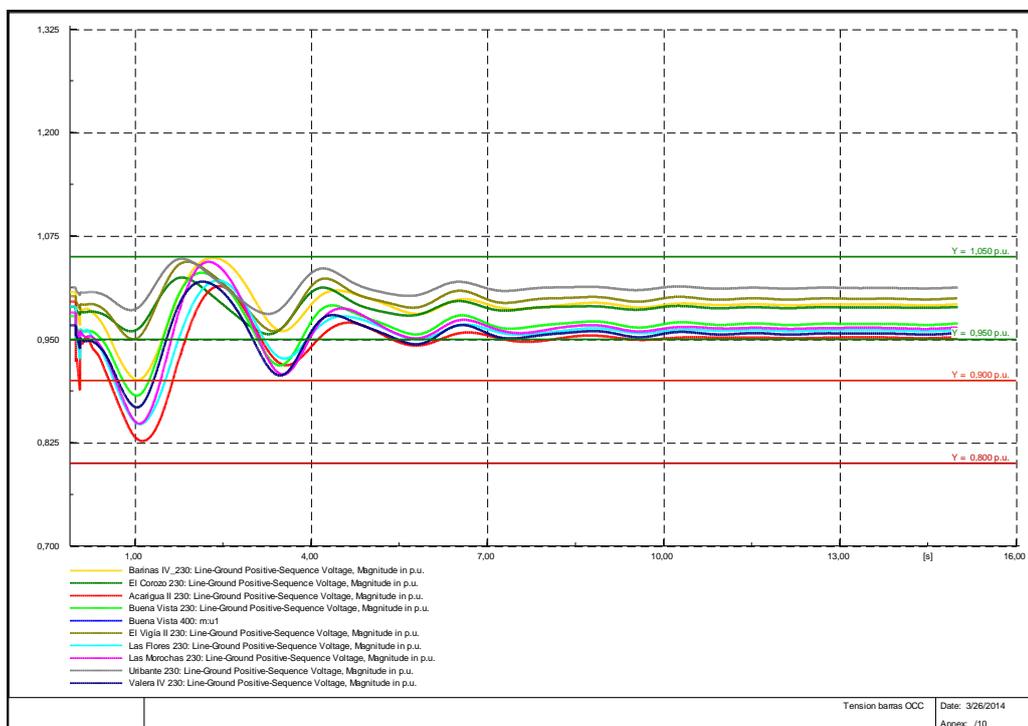


Gráfico 16.- Tensiones tramo Vigía II – Urbante.

Posteriormente fue analizada la conexión a 400 kV a través de la subestación Portuguesa. Esta subestación es alimentada por un desvío de una de las líneas Arenosa – Yaracuy a nivel de 400 kV.

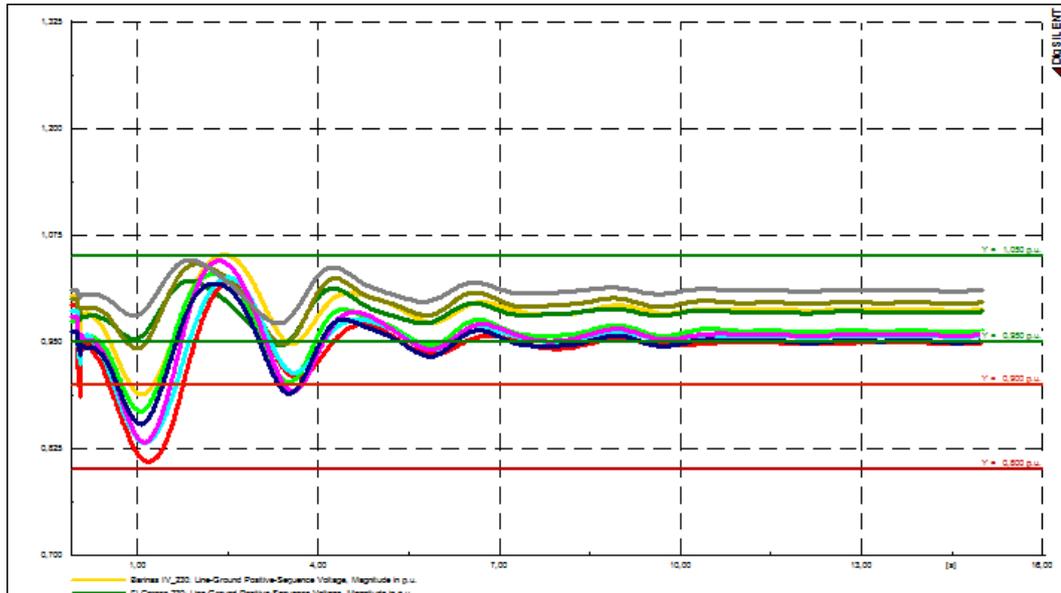


Gráfico 17.- Conexión Portuguesa 400 kV.

Finalmente al anexas la conexión a 400 kV que parte de la subestación Yaracuy y llega a Buena Vista, tras pasar por la subestación Misoa, se incrementa el límite de transmisión hasta la magnitud determinada por la metodología por variación de demanda aplicada en el escenario del año 2015.

4.1.5.1.2 Escenario año 2019.

Partiendo de la topología presentada por el SEN en el año 2015, se calcula el límite de transmisión de la Importación Suroccidente. Este valor es posteriormente incrementado a medida que se agregan las obras previstas para el año 2019 por el DPDT.

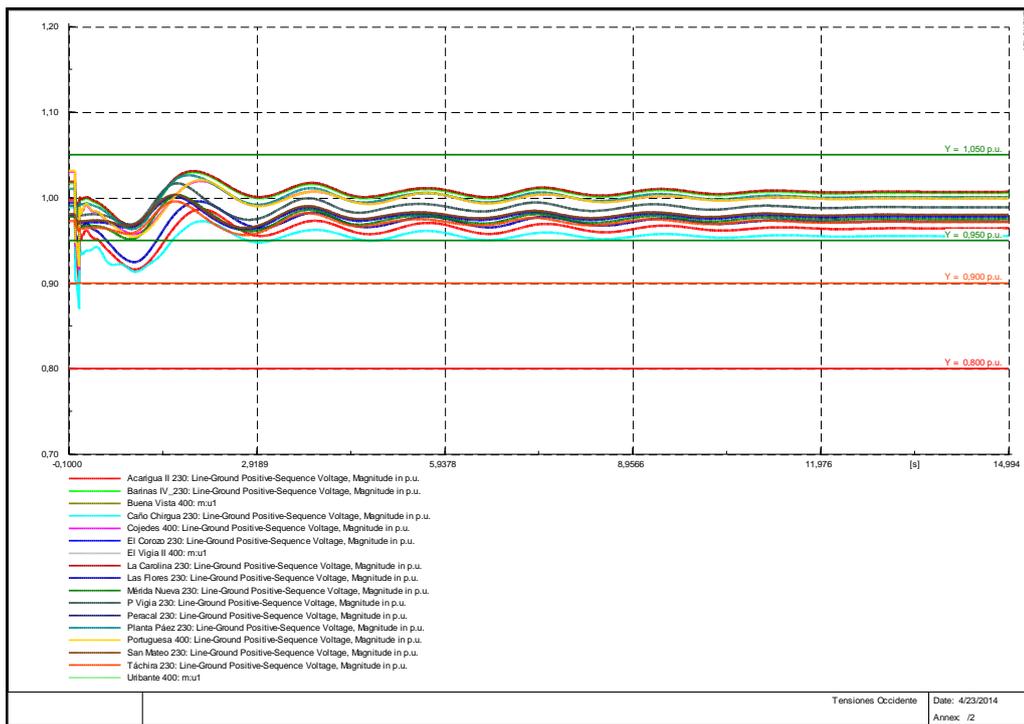


Gráfico 18.- Doble conexión a 230 kV Buena Vista - Vueltona.

Luego, la conexión Buena Vista – Vueltona pasa de operar en 230 kV a 400 kV de tensión nominal. El sistema presentó la siguiente respuesta:

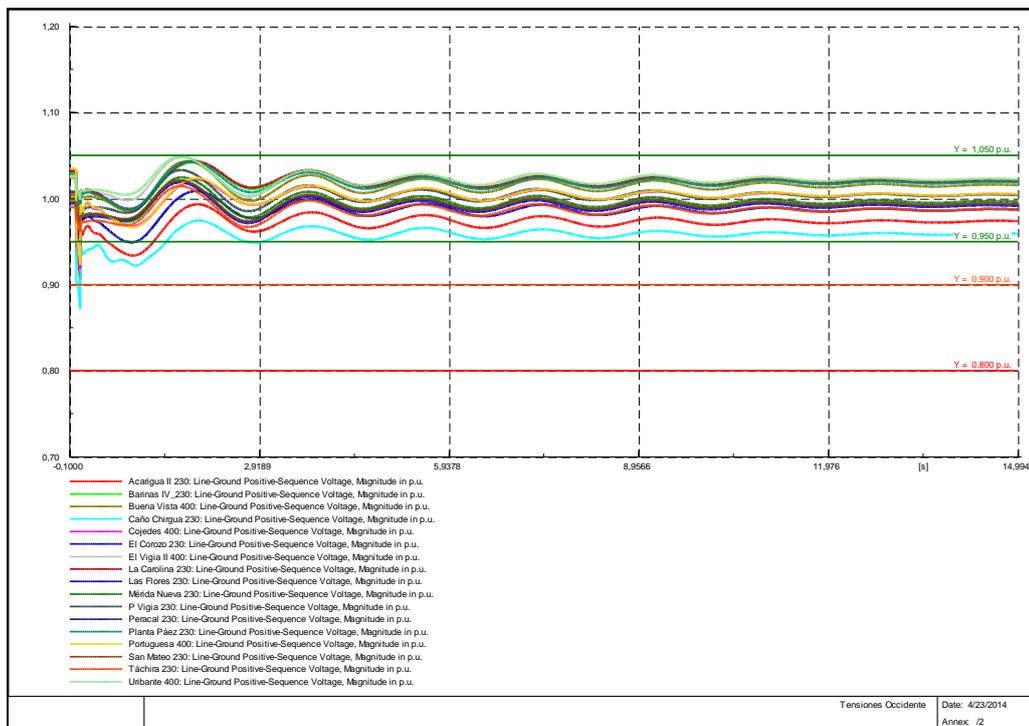


Gráfico 19.- Conexión a 400 kV Buena Vista – Vueltona.

Las tensiones en las barras de la región Suroccidente luego de la entrada en servicio de la segunda unidad de generación en Vueltona, son presentas en el siguiente gráfico.

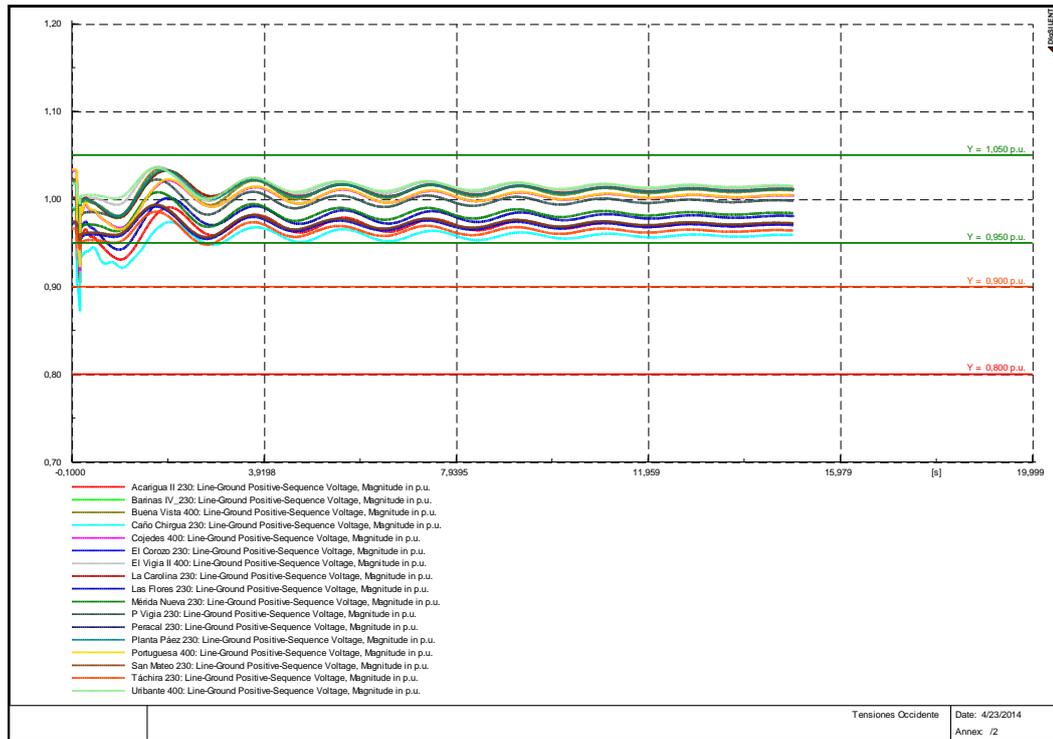


Gráfico 20.- Segundo generador Vueltona

Finalmente, se estudió el impacto en el límite de transmisión Suroccidente tras sincronizar a la red la primera unidad de generación en Coloradas.

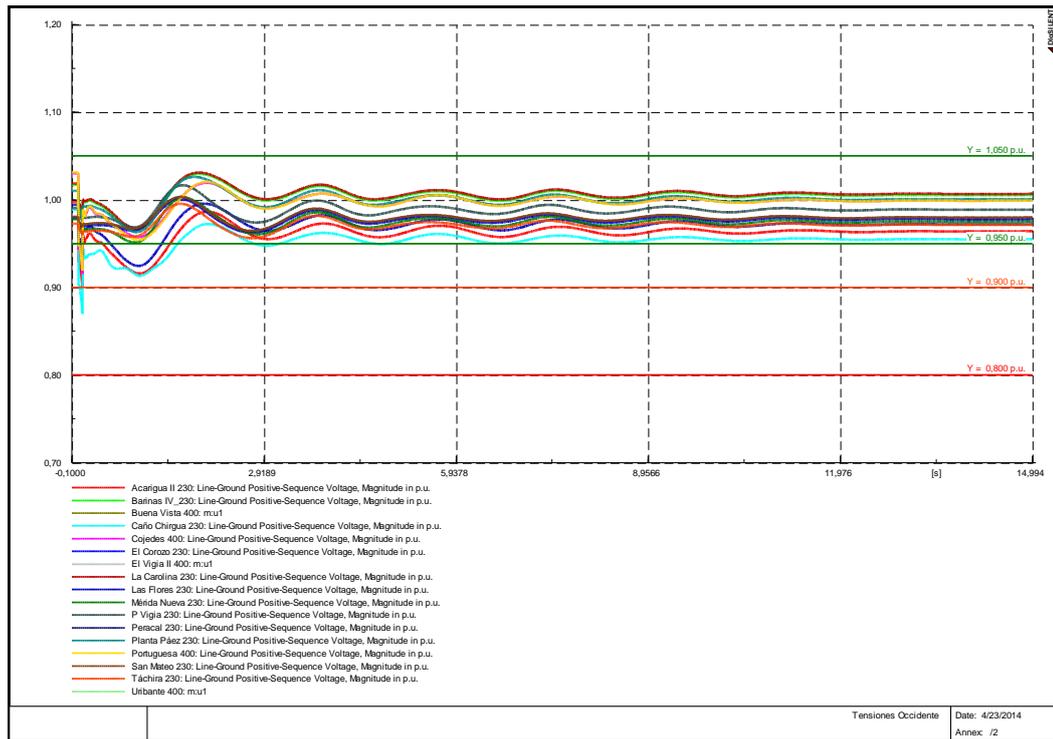


Gráfico 21.- Primer generador Coloradas.

4.1.5.2 Exportación Yaracuy.

Una vez puesta en funcionamiento la subestación Portuguesa en 400 kV, es incrementada la magnitud en el límite de transmisión del nexa Exportación Yaracuy subiendo la demanda del estado Portuguesa. Las tensiones en las barras de las subestaciones pertenecientes al estado Zulia tras este aumento en el límite se muestran a continuación:

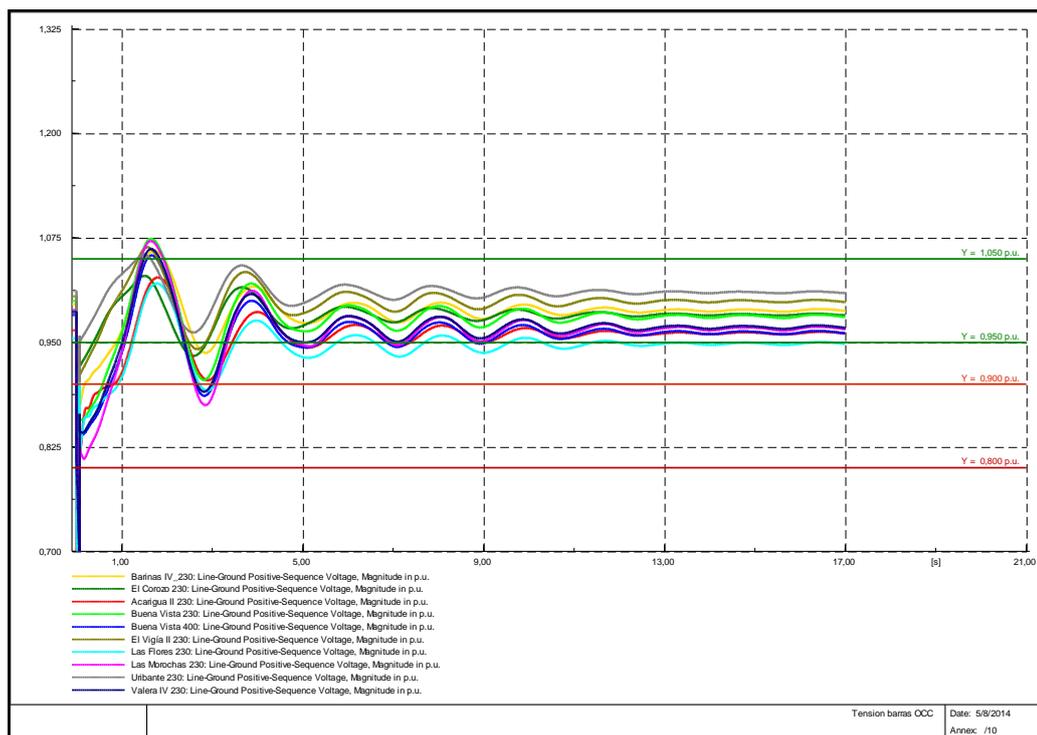


Gráfico 22.- Conexión Portuguesa 400 kV.

4.1.6 Documentación del procedimiento.

La Figura 31 muestra el flujograma que detalla el procedimiento seguido para ajustar el caso en condiciones normales de operación para posteriormente realizar los estudios en régimen transitorio que conllevan al cálculo de los límites de transmisión según la metodología planteada.

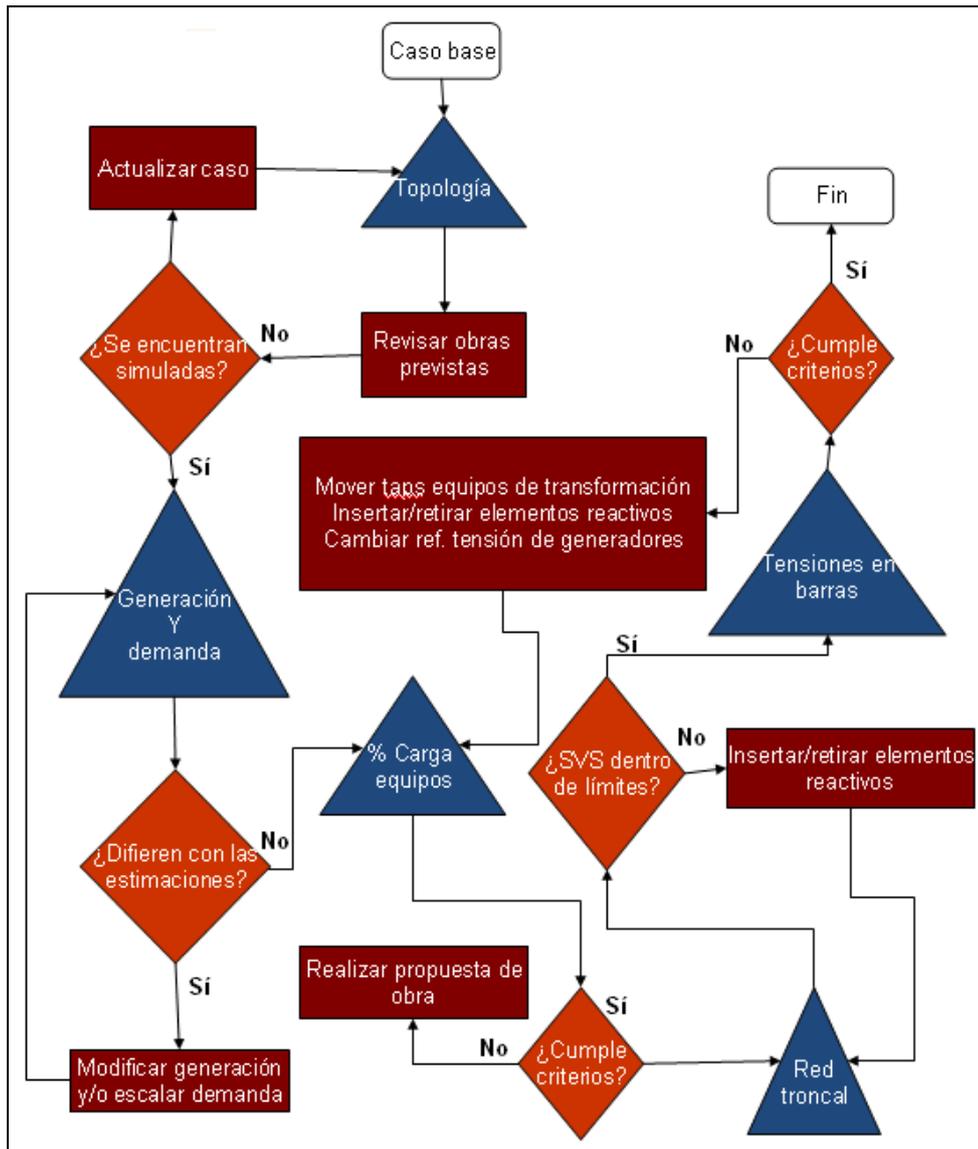


Figura 31.- Flujograma para ajustar el caso en condiciones normales de operación.

CAPÍTULO V

5.1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1.1 Importación Suroccidente

5.1.1.1 Escenario año 2015.

Los ángulos de los rotores de los generadores monitoreados presentaron un comportamiento del tipo oscilatorio amortiguado para ambas metodologías de cálculo de los límites de transmisión propuestas. Las excursiones angulares resultaron mayores para las máquinas localizadas dentro del área Suroccidente; dichas unidades experimentaron una fuerte variación de aproximadamente 40 grados con respecto a sus ángulos iniciales tras la ocurrencia de la falla crítica del área. Debido a que la región occidental del SEN se encuentra alejada de la principal fuente de generación del país (Bajo Caroní), los generadores son muy exigidos para que el sistema pueda satisfacer la demanda propia del área cuando existen contingencias de gran magnitud en la red de transmisión de 765 kV. Por lo tanto, el aumento de la diferencia angular con respecto al generador de referencia (unidad 11 de Guri II) indica que las máquinas deben aumentar considerablemente su torque mecánico para, de esta manera, incrementar la potencia eléctrica entregada en reemplazo del flujo de potencia que era suministrado desde otras áreas del SEN. Esta respuesta se incrementa por las condiciones de aumento de demanda o disminución de generación empleadas para subir los niveles de intercambio de potencia y determinar así los límites de transmisión. Posteriormente, las oscilaciones angulares comienzan a disminuir ya que parte de la potencia eléctrica de los generadores cuya posición angular avanza más lento se transfiere hacia los que lo hacen más rápido, lo cual tiende a reducir las diferencias angulares y a que se alcance un punto de estabilidad.

En cuanto al comportamiento de la frecuencia de los generadores, se observa que las mayores desviaciones de frecuencia las presentan las unidades de la región Suroccidente del SEN, dado que en esta área el desbalance entre generación y demanda es más elevado luego de la ocurrencia de la llamada contingencia crítica que indispone a la principal red de transmisión del sistema. La máxima variación de frecuencia visualizada fue de $\pm 0,15$ Hz. Existe una relación directa entre la respuesta angular de los generadores con el comportamiento de la frecuencia de los mismos, ya que la derivada de la posición angular de un generador es igual a la velocidad del rotor de la máquina, y esta última a su vez, es función de la frecuencia. La fuerte variación en los ángulos de los rotores previamente comentada, implica una disminución de la frecuencia de los generadores en cuestión. Con la metodología por variación de demanda, la generación de Termobarrancas muestra una caída en la frecuencia mayor que la observada por la metodología por variación de generación. Esto se debe a que el incremento de la demanda del estado Barinas es soportado principalmente por la planta de Termobarrancas, la cual tiene los generadores de mayor capacidad (202 MVA) del estado. Obedeciendo a un comportamiento oscilatorio amortiguado, las oscilaciones en la frecuencia van disminuyendo con el tiempo hasta que el sistema opera nuevamente a la frecuencia nominal del SEN (60 Hz).

Los criterios que limitan el intercambio de potencia de los nexos de interés y definen el límite de transmisión del área Suroccidente, son los establecidos para los niveles de tensión de las barras de transmisión en régimen transitorio; específicamente el relativo a la mínima tensión post-falla instantánea. En tal sentido, la tensión de la barra Acarigua II cuyo nivel de tensión nominal es de 230 kV fija el límite de transmisión para ambas metodologías de cálculo efectuadas.

Los límites de transmisión encontrados a través de la metodología por variación de demanda y la metodología por variación de generación son 462 MW y 486 MW respectivamente. La diferencia de 24 MW señala la factibilidad de la realización de estudios de límites de transmisión por cualquiera de las dos vías

para áreas del SEN de carácter importador. En el caso del área Suroccidente, recibe en condiciones normales de operación 269 MW del SEN.

De la metodología por variación de generación se deduce que el despacho de las unidades térmicas puede disminuir (con el ahorro de combustible asociado) hasta en un 45 % antes de que sea alcanzado el límite de transmisión de la región. Esta disminución representa el 20 % del total (1150 MW) de la generación sincronizada del área Suroccidente. Mientras que la metodología por variación de demanda muestra que la demanda propia de la zona puede aumentar hasta un 16 % sobre la demanda estimada para el año 2015 (1303 MW), sin que ello implique operar por encima del límite de transmisión.

5.1.1.2 Escenario año 2019.

Para este escenario se estima un incremento en el despacho de generación de la región Suroccidente del sistema en el orden de los 500 MW en comparación con el año 2015. Esta nueva generación es proporcionada principalmente por la entrada en servicio de la segunda unidad de generación de Vueltoza y al proyecto hidroeléctrico de Coloradas. En lo que respecta a la demanda de la zona, se espera un pequeño crecimiento motivado por los sectores residencial y comercial de los estados Barinas, Mérida, Táchira y Trujillo.

El intercambio en condiciones normales de operación es de -130 MW para el año 2019; es decir, la región Suroccidente pasa de ser un área importadora (año 2015) a ser un área exportadora de potencia dentro del SEN como consecuencia de los proyectos hidroeléctricos (900 MVA de capacidad instalada).

El límite de transmisión obtenido por la metodología de variación de demanda fue de 277 MW, cifra que queda fuera del rango esperado. Lo anterior nos advierte que la metodología por variación de demanda propuesta no puede ser aplicada para regiones del SEN exportadoras de potencia. Como el aumento de la demanda debe ser de grandes proporciones para que sea posible cambiar la tendencia de la región hacia la importación de potencia (en el caso comentado se

llegó a un incremento de 45 %) y debido a que la modelación de las cargas dentro de los casos de estudio manejados se realiza fijando las mismas a las barras cuyo nivel de tensión es de 115 kV; se alcanza la condición de mínima tensión post-falla de las barras de transmisión en régimen permanente permitida por los criterios del DPDT, una vez ocurrida la contingencia crítica del área. Lo anterior expuesto define el límite de transmisión en una magnitud más baja que la real.

Sin embargo, la metodología por variación de demanda sí puede ser utilizada para áreas exportadoras de potencia del SEN. El límite de transmisión hallado por esta vía fue de 536 MW, el cual es definido por el criterio de mínima tensión post-falla instantánea presentado por las barra Acarigua II de 230 kV.

De igual forma que en el escenario del año 2015, la respuesta angular obtenida es de tipo oscilatorio amortiguado, lo cual permite afirmar que las diferencias angulares no aumentan con el tiempo. Según lo esperado, las mayores variaciones en los ángulos de los rotores se observan en los generadores ubicados en la región Suroccidente. Por otra parte, la máxima desviación de frecuencia registrada fue de 0,075 Hz, bastante inferior a la obtenida en el escenario anterior. Además, dicha desviación fue observada por los generadores de Guri II. La sincronización de dos nuevas unidades de generación (en Vueltona y Colorada respectivamente) permite soportar de mejor forma los efectos de la contingencia crítica a los generadores localizados en la zona de estudio.

Para poder llegar a la condición de límite de transmisión, no fue suficiente desconectar a las máquinas de generación térmica de la región Suroccidente del sistema, por lo que se procedió a modificar el despacho de las principales unidades hidroeléctricas del área (Vueltona, Coloradas y San Agatón). El límite de transmisión fue obtenido con una reducción del 25% de la generación hidroeléctrica junto con la desconexión de las unidades térmicas de la zona. La región Suroccidente puede operar por debajo del límite de transmisión con una generación propia alrededor de los 890 MW en el año 2019, lo cual representa el 53 % del despacho esperado.

5.1.2 Exportación Yaracuy.

5.1.2.1 Escenario año 2015.

La respuesta angular de los generadores fue de tipo oscilatorio amortiguado. Los generadores localizados en el estado Zulia y la región suroccidental presentaron las mayores oscilaciones angulares dada la ubicación de la contingencia crítica (línea Yaracuy – Tablazo). La máxima desviación angular medida fue de 0,3 Hz, la cual fue observada por los generadores de San Agatón al ejecutar la metodología por variación de generación. Es importante señalar que el cálculo del límite de transmisión del nexo Exportación Yaracuy fue realizado operando cerca del límite del nexo Importación Suroccidente, por lo que la disminución en el despacho de las unidades de Termozulia y Ramón Laguna exige a las unidades de generación de Suroccidente.

La transferencia de potencia activa del nexo Exportación Yaracuy es limitada por el criterio de mínima tensión post-falla aplicado sobre la barra Trinidad de 230 kV de tensión nominal. Dicha condición fue presentada al ejecutar ambas metodologías de cálculo de los límites de transmisión expuestas. Los valores límites determinados fueron de 1.977 MW y 2.248 MW por variación de demanda y de generación respectivamente. La diferencia de 277 MW muestra que el nexo Exportación Yaracuy, para el año 2015, depende en gran medida de la demanda del estado Zulia.

La metodología por variación de generación muestra que los despachos de las plantas térmicas Termozulia y Ramón Laguna pueden disminuir en un 19 % antes de alcanzar el límite de transmisión del nexo.

5.1.2.2 Escenario año 2019.

Para el año 2019 se estima un incremento de 28 % en la demanda del estado Zulia y un aumento de cerca de 550 MW en la generación propia. El límite de

transmisión determinado para el nexo Exportación Yaracuy fue de 2.127 MW por variación de demanda y de 2.190 por variación de generación.

El intercambio del nexo fue limitado por las tensiones post-falla de la barra Paso Diablo de 138 kV. Es importante señalar que esta subestación es alimentada de forma radial y; por ende, existe la posibilidad de aumentar la magnitud del límite de transmisión mejorando los niveles locales de tensión.

La Tabla 23 muestra los valores de los límites de transmisión calculados para los nexos Importación Suroccidente y Exportación Yaracuy en los años de estudio 2015 y 2019.

Tabla 23.- Límites de transmisión.

Metodología	Importación Suroccidente [MW]		Exportación Yaracuy [MW]	
	2015	2019	2015	2019
Variación de demanda	462	277	1.977	2.127
Variación de generación	486	563	2.248	2.190

5.1.3 Sensibilidad

La sensibilidad de los límites de transmisión a la entrada de las principales obras de generación y transmisión es analizada para cada año de estudio.

5.1.3.1 Escenario año 2015.

Como primera etapa en el desarrollo de la sensibilidad, se modificó la topología simulada en el caso de estudio de manera de representar el SEN bajo las condiciones que presentó durante el año 2013. Bajo estas condiciones se

determinó el límite de transmisión por la metodología de variación de generación para la Importación Suroccidente, el cual sirvió de valor inicial para la variación de límite en función de las obras previstas. Es importante resaltar que con las nuevas obras de transmisión planteadas, la contingencia crítica para la importación Suroccidente continúa siendo la falla monofásica a tierra con cero impedancia de una línea de 765 kV San Gerónimo – Arenosa.

Posteriormente, se precedió a ingresar cada una de las nuevas obras previstas en el Portafolio de Inversiones de Expansión de Transmisión del DPDT. Fue planificado reforzar la red de transmisión a 230 kV desde la subestación Buena Vista hasta la subestación Vueltoza por medio de la construcción de una segunda línea en paralelo a la ya existente, compuesta por los siguientes tramos: Buena Vista – Vigía II, Vigía II – Uribante y Uribante – Vueltoza. La instalación de una segunda línea permite, además de descargar la línea original, disminuir a la mitad (suponiendo iguales las características eléctricas de las mismas) la impedancia vista entre las barras en cuestión y con ello, se posibilita transmitir mayores bloques de potencia. La entrada en operación de cada tramo de la mencionada línea, conlleva un aumento en el límite transmisión de aproximadamente 5 % sobre la magnitud inmediatamente anterior.

Por otro lado, el DPDT previó reforzar el sistema eléctrico del estado Portuguesa a través de una conexión a 400 kV resultante de la apertura de una de las líneas Arenosa – Yaracuy. Este nuevo nivel de tensión permitió mejorar el perfil de tensiones del sistema de transmisión que opera simultáneamente al nivel de 230 kV. Dado que la interconexión entre los estados Portuguesa y Barinas permanece inalterada, esta obra únicamente representa un incremento del límite de transmisión del 3 %.

Finalmente se analizó el impacto del sistema de transmisión a 400 kV entre Yaracuy y Buena Vista. Dicho sistema requiera la construcción de la subestación Misoa y un patio en 400 kV en la subestación Buena Vista. Para este conjunto de obras, el límite de transmisión es incrementado en un 38 %, lo cual

representa la mayor variación identificada en el estudio debido a que se establece un nuevo nexo de intercambio entre el área Suroccidente y el resto del SEN. Desde el punto de vista de operatividad del SEN, la conexión actúa como respaldo del sistema en 230 kV ante la ocurrencia de contingencias.

Para este punto, la topología simulada es la que se tuvo en la determinación del límite de transmisión por la metodología de variación de demanda del año 2015.

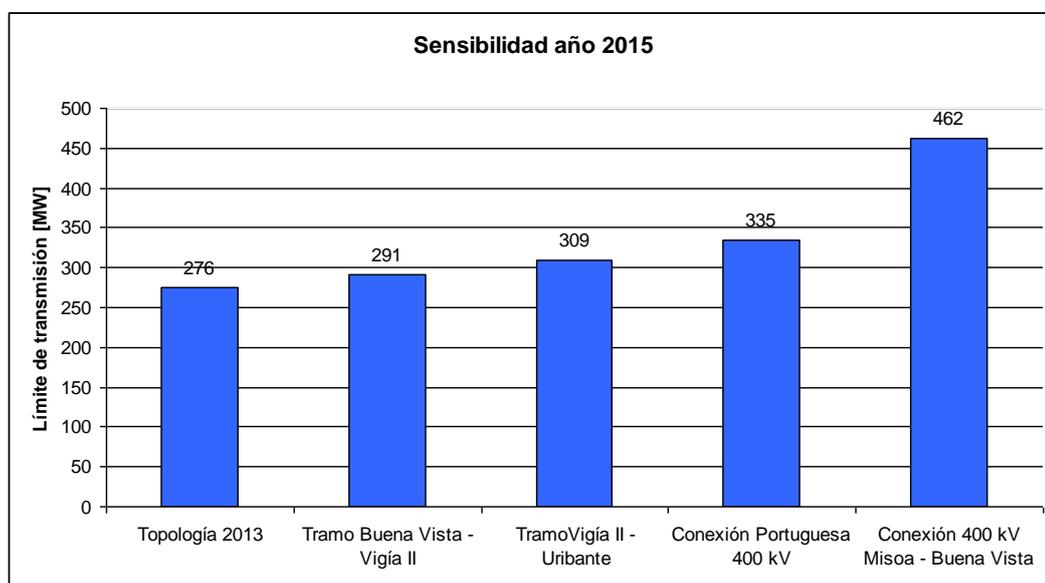


Gráfico 23.- Sensibilidad Importación Suroccidente (año 2015).

La subestación Portuguesa, cuyo impacto fue analizado previamente para el nexo Importación Suroccidente, también afecta el intercambio del nexo Exportación Yaracuy. Al incrementar la demanda del estado Portuguesa, fue posible aumentar la transferencia de potencia hasta fijar un nuevo límite de transmisión de 2.276 MW, magnitud 15 % mayor a la anteriormente determinada (1.977 MW). Para este punto de operación, la transferencia es limitada por la tensión post-falla de la barra Las Flores que opera a 230 kV:

5.1.3.2 Escenario año 2019.

Para el año 2019 se estima que el área Suroccidente cuente con la generación proveniente del desarrollo de la tercera etapa del complejo hidroeléctrico Uribante-Caparo por lo cual la sensibilidad trabajada contempló principalmente el impacto de los generadores de las plantas de Vueltona y Colorada junto con la conexión a nivel de 400 kV desde la subestación Buena Vista hasta la subestación Uribante.

A pesar que la metodología por variación de demanda no otorgó resultados deseables en cuanto a la magnitud del límite de transmisión Suroccidente, se desarrolla la sensibilidad para este escenario pues se tiene como objeto determinar las variaciones en el intercambio de potencia producto de la puesta en servicio de las principales obras de transmisión y generación previstas.

Inicialmente, se consideró que todos los tramos de la segunda línea a nivel de 230 kV desde Buena Vista a Vueltona se encuentran culminados. A partir de esta condición, se simuló la conexión a 400 kV, la cual continúa desde Buena Vista hasta Uribante. Esta obra de transmisión conlleva el mayor aumento registrado en el límite de transmisión Suroccidente para el escenario del año 2019 ya que admite que se manejen mayores bloques de energía para el nivel de 400 kV.

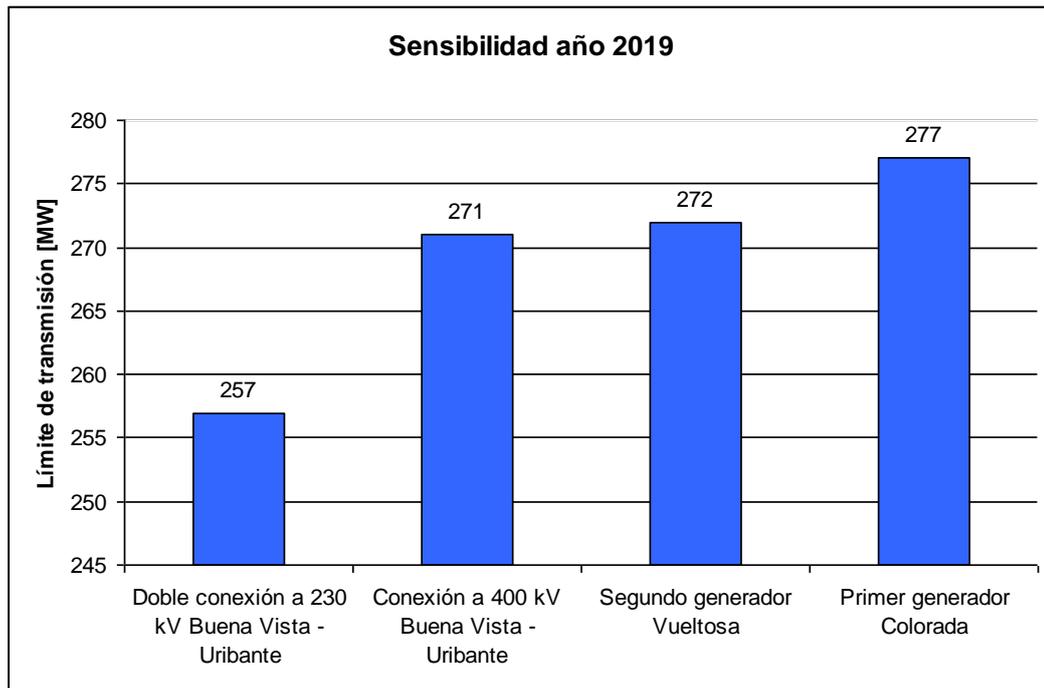


Gráfico 24.- Sensibilidad Importación Suroccidente por variación de demanda (año 2019).

La sensibilidad muestra que la entrada en servicio del segundo generador de Vueltona no impacta en la magnitud del límite de transmisión. Sin embargo, como la metodología por variación de demanda no es adecuada para determinar los valores de los límites de transmisión cuando la región suroccidental se convierte en una región exportadora de potencia, no es válido afirmar que dicha obra de generación no modifica el límite de transmisión del nexo Importación Suroccidente.

Adicionalmente, se realizó la sensibilidad del nexo en función de la metodología por variación de generación dado que esta metodología sí permite determinar efectivamente la magnitud del nexo. Por medio de esta metodología se pudo evaluar el impacto de las obras de transmisión. El incremento en el límite de transmisión desde 431 MW de magnitud hasta 563 MW, se debe a la puesta en servicio de la segunda unidad de generación de Vueltona y al primer generador de Coloradas. Por lo tanto, la entrada en servicio de las obras de generación sí modifican significativamente los valores de los límites de transmisión.

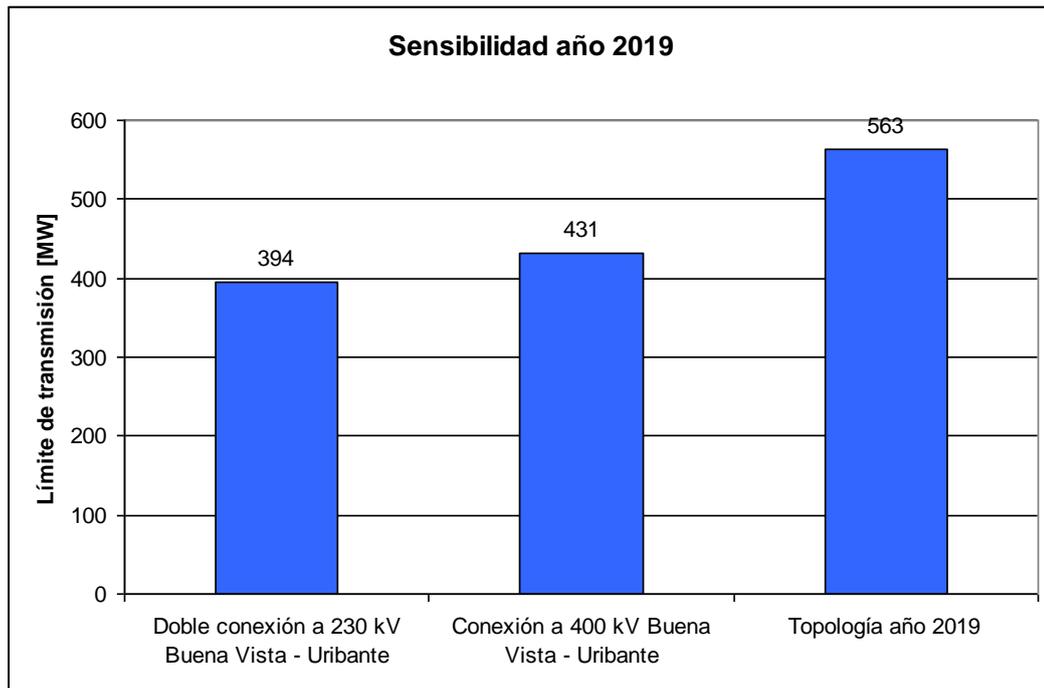


Gráfico 25.- Sensibilidad Importación Suroccidente por variación de generación (año 2019).

Para el año 2019, el DPDT no tiene proyectadas obras estructurales que impacten en la topología asociada al nexo Exportación Yaracuy.

CONCLUSIONES

El estudio muestra que la metodología por variación de demanda reporta valores para los límites de transmisión de los nexos Importación Suroccidente y Exportación Yaracuy de menor magnitud que los que se obtienen por variación de generación.

La topología prevista en el Portafolio de Inversiones de Expansión de Transmisión para los años 2015 y 2019 garantiza que las barras de transmisión asociadas a los nexos Importación Suroccidente y Exportación Yaracuy operen bajo un perfil de tensiones que garantice el cumplimiento de los criterios técnicos en condiciones normales de operación.

Del conjunto de contingencias analizadas, se determinó que para el nexo de Importación Suroccidente la contingencia crítica se da por una falla monofásica a tierra de cero impedancia de la línea a 765 kV San Gerónimo – Arenosa. Para la Exportación Yaracuy la contingencia crítica resulta ser la falla bifásica a tierra de cero impedancia de la línea de menor longitud entre las subestaciones Yaracuy – Tablazo de 400 kV de tensión nominal.

El límite de transmisión calculado del nexo Importación Suroccidente para el año 2015 es de 462 MW y, para el 2019, es de 563 MW. Para el nexo de Exportación Yaracuy los límites de transmisión calculados son de 1.977 MW y 2.127 MW, para los años 2015 y 2019 respectivamente. Los límites de transmisión están definidos en todos los casos estudiados por el criterio de mínima tensión post-falla, a excepción del nexo de Importación Suroccidente para el escenario del año 2015. Debido a que el cálculo del límite de transmisión del nexo de Exportación Yaracuy fue realizado en un punto de operación del sistema cercano al valor del límite de Importación Suroccidente, se puede afirmar que el límite de transmisión del nexo Exportación Yaracuy no es limitado por el correspondiente límite del nexo Importación Suroccidente.

El límite de transmisión del nexo Importación Suroccidente es limitado para el año 2015 por la tensión en régimen transitorio en Acarigua II, subestación que opera a 230 kV; mientras que para el año 2019 la transferencia máxima es alcanzada por la tensión post – falla en la subestación Acarigua II. Para el nexo de Exportación Yaracuy, el límite de transmisión es limitado por la tensión post – falla en la subestación Trinidad a 230 kV en el año 2015; mientras que para el año 2019 la transferencia máxima se alcanza por la tensión post – falla en la subestación Paso Diablo de 138 kV de tensión nominal.

El comportamiento del ángulo de rotor y de la frecuencia de los generadores del SEN es de tipo oscilatorio amortiguado para todos los niveles de intercambio analizados incluyendo la operación en los límites de transmisión.

Del desarrollo de la sensibilidad de los límites de transmisión debido a la puesta en servicio de las principales obras de generación y transmisión estimadas por el DPDT, se concluye que para el nexo de Importación Suroccidente las obras que poseen un mayor impacto sobre los mismos son: la línea a 400 kV Misoa – Buena Vista para el año 2015 y el cambio de la tensión nominal a 400 kV de las líneas Buena Vista – El Vigía II y El Vigía II – Uribante para el año 2019. Para el nexo de Exportación Yaracuy se determina que el límite de transmisión puede alcanzar los 2.276 MW en virtud de la puesta en servicio de la subestación Portuguesa. Es importante señalar que la gran mayoría de las obras de generación y transmisión no son proyectadas por el DPDT con el objeto de aumentar los límites de transmisión de los nexos del SEN sino que atienden a criterios como lo son la mejora de perfiles de tensión y la sobrecarga de equipos. El impacto en la magnitud de los límites de transmisión en esos casos debe entenderse como un beneficio asociado a la obra en cuestión.

RECOMENDACIONES

Los resultados de la investigación muestran que la metodología por variación de demanda es la más adecuada para el cálculo de límites de transmisión de nexos importadores de potencia del SEN. Para nexos exportadores de potencia, se recomienda evaluar el uso de la metodología por variación de generación.

Debido a que la región suroccidental modifica su tendencia importadora para convertirse en una región exportadora de potencia dentro del SEN, se recomienda realizar el cálculo del límite de transmisión del futuro nexo Exportación Suroccidente.

Se recomienda para futuros estudios que impliquen el cálculo de límites de transmisión, realizar una comparación de las magnitudes de los límites de transmisión que se pudieran determinar en función de la metodología presentada en este trabajo y los correspondientes valores que se pudieran obtener por la metodología de cálculo asociada a las curvas P-V y V-Q.

Se recomienda emplear la subrutina empleada para futuros estudios que involucren el cálculo de los límites de transmisión de los nexos trabajados. La programación de la subrutina puede fácilmente extrapolarse para trabajar los restantes nexos del SEN.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] North American Electric Reliability Council. Available Transfer Capability Definitions and Determination. 1996.
- [2] Kundur, Prabha. Definition and Classification of Power System Stability. – **EN:** IEEE Trans. Power Systems. – Vol. 19, N°3 (2004), p.p. 1387-1401.
- [3] Kundur, Prabha. Power System Stability and Control. Palo Alto: California: Ed. McGraw-Hill, Inc.
- [4] Swiss Federal Institute of Technology Zurich. Dynamics and Control of Electric Power System. 2012.
- [5] ABB Review. FACTS, Soluciones y Casos de Estudio. 2003.
- [6] Expósito, Antonio. Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. España: Ed. McGraw-Hill, Inc. 2002.
- [7] Hernández Sampieri, R. Metodología de la Investigación. México: Ed. McGraw-Hill, Inc. 2006.

BIBLIOGRAFÍAS

North American Electric Reliability Council. Available Transfer Capability Definitions and Determination. 1996

Kundur, Prabha. Definition and Classification of Power System Stability. – **EN:** IEEE Trans. Power Systems. – Vol. 19, N°3 (2004), p.p. 1387-1401.

Kundur, Prabha. Power System Stability and Control. Palo Alto: California: Ed. McGraw-Hill, Inc.

Swiss Federal Institute of Technology Zurich. Dynamics and Control of Electric Power System. 2012.

ABB Review. FACTS, Soluciones y Casos de Estudio. 2003.

Expósito, Antonio. Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. España: Ed. McGraw-Hill, Inc. 2002.

Hernández Sampieri, R. Metodología de la Investigación. México: Ed. McGraw-Hill, Inc. 2006.

Brito, Aura. Evaluación de los límites de transferencia del sistema eléctrico nacional debido a la estabilidad de voltaje / Brito Aura (Tesis). – Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2008.

González, Félix. Estudio de los límites de transmisión del sistema interconectado nacional / González Félix (Tesis). – Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2005.

DIgSILENT PowerFactory. User's Manual. 2008.

CADAFE Análisis de criterios, modelos y procedimientos para una metodología integral de planificación de sistema eléctricos. – Vol. I Criterios de planificación de sistemas eléctricos. 1984.

CADAFE Análisis de criterios, modelos y procedimientos para una metodología integral de planificación de sistema eléctricos. – Vol. II Metodología integral de planificación de sistemas eléctricos. 1984.

IEEE std 421.5 Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. 2005.

ANEXOS

[ANEXO N° 1] [SEN en la plataforma de simulación DIgSILENT PowerFactory]	109
[ANEXO N° 2] [Tabla de carga de líneas de transmisión en condiciones normales de operación año 2015]	110
[ANEXO N° 3] [Tabla de carga de equipos de transformación en condiciones normales de operación año 2015]	111
[ANEXO N° 4] [Tabla de carga de líneas de transmisión en condiciones normales de operación año 2019]	112
[ANEXO N° 5] [Tabla de carga equipos de transformación en condiciones normales de operación año 2019]	113
[ANEXO N° 6] [Líneas de código de la subrutina desarrollada]	114
[ANEXO N° 7] [Respuesta de ángulo de rotor y frecuencia del SEN en el límite de transmisión Importación Suroccidente año 2015]	120
[ANEXO N° 8] [Respuesta de ángulo de rotor y frecuencia del SEN en el límite de transmisión Importación Suroccidente año 2019]	121
[ANEXO N° 9] [Respuesta de ángulo de rotor y frecuencia del SEN en el límite de transmisión Exportación Yaracuy año 2015]	122
[ANEXO N° 10] [Respuesta de ángulo de rotor y frecuencia del SEN en el límite de transmisión Exportación Yaracuy año 2019]	123

[ANEXO N° 1]

[SEN en la plataforma de simulación DIgSILENT PowerFactory]

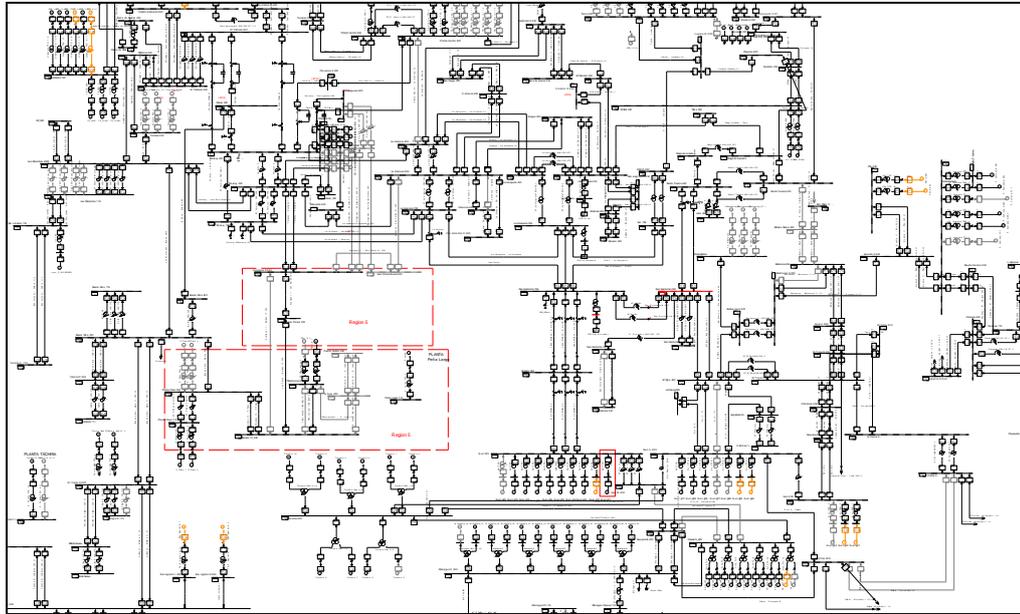


Figura 1.- Vista general del SEN.

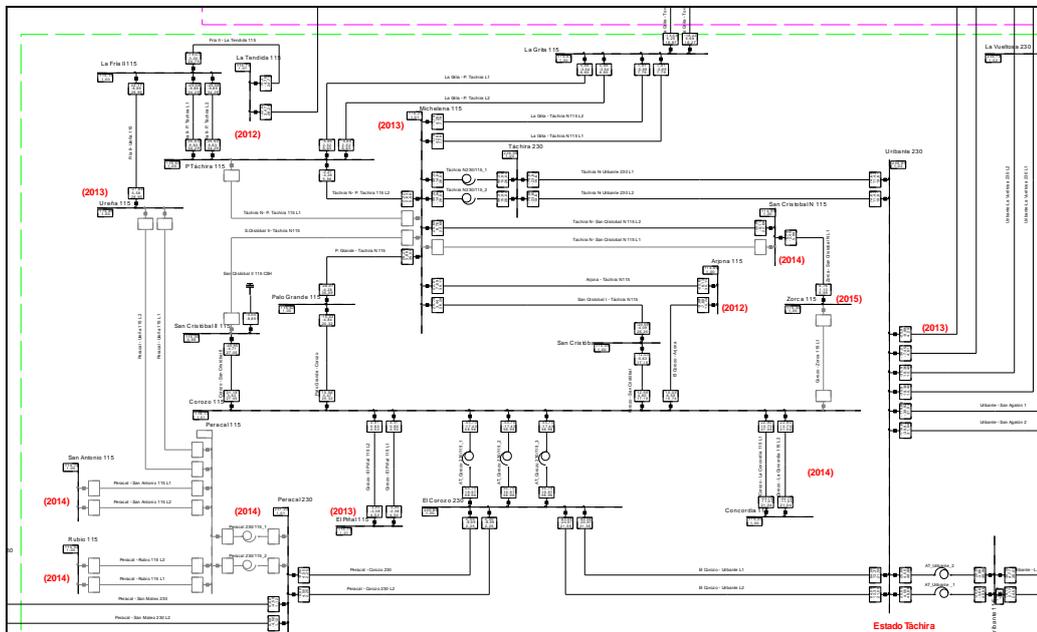


Figura 2.- Sistema eléctrico estado Táchira,

[ANEXO N° 2]

[Tabla de carga de líneas de transmisión en condiciones normales de operación año 2015]

Tabla 1.- Líneas de transmisión.

Líneas	Porcentaje de carga (%)
P. Vigia - Vigia II 230	31,77402
Uribante - San Agatón I	31,21606
Arenosa - San Carlos 400	26,36528
Acarigua II - Las Flores 230	22,63779
TBarrancasII-BarinasIV L1	21,71838
El Corozo - Uribante L1	21,57808
Táchira N- Uribante 230 L1	19,65362
Moralito- Vigia II 230	19,43889
Portuguesa - San Carlos 400	18,94839
P. Vigia - Moralito	18,08597
Buena Vista - Planta Páez	17,29023
Las Flores - Barinas IV 230	17,05099
Vueltosa - Navay 230 L1	15,93628
Buena Vista - Valera IV 230 L1	15,37012
B. Vista - Misoa 400	13,85483
Navay - Guasualito 230 L1	12,41865
Termobarrancas - La Carolina	12,04366
Buena Vista - Vigía II 230 L1	11,66263
Barinas IV - La Carolina 230 kV	10,76589
Barinas IV - P.Páez 230_1	10,33603
Uribante-La Vueltosa 230 L1	10,24867
Mérida N- Vigia II 230 L1	7,120541
Las Morochas - Buena Vista	7,001493
Uribante - El Vigía II L1	4,862226
Peracal - Corozo 230	2,245702
Peracal - San Mateo 230	1,123472

[ANEXO N° 3]

[Tabla de carga de equipos de transformación en condiciones normales
de operación año 2015]

Tabla 2.- Equipos de transformación.

Equipos de transformación	Porcentaje de carga (%)
AT 230/115 Morochas 1	70,66852
Las Flores230/115_1	38,99507
Portuguesa 400/115 AT1	34,11574
Acarigua 230/115 AT1	33,48899
AT_Barinas_IV230/115_200	23,01318
AT1_La_Carolina 230/115_200	22,10449
AT_P.Páez 230/115_1	17,38088
Cojedes 400/115 AT 1	12,6923
AT_Corozo 230/115_1	59,05109
AT_Uribante _1	49,85003
AT_B. Vista 230/115_1	44,56676
AT_Vigia II 230/115_1	31,96638
Valera IV 230/115_1	30,6151
Táchira N 230/115_1	26,09815
B.Vista 400/230 AT1	18,66454
Navay 230/115_1	16,9514
Mérida N 230/115_1	14,18311

[ANEXO N° 4]

[Tabla de carga de líneas de transmisión en condiciones normales de operación año 2019]

Tabla 3.- Línea de transmisión.

Líneas	Porcentaje de carga (%)
Uribante-La Vueltoza 230 L1	43,53806
P. Vigia - Vigia II 230	38,6552
Uribante - San Agatón 1	37,07235
Moralito- Vigia II 230	33,59692
El Corozo - Uribante L1	30,73965
P. Vigia - Moralito	27,40928
Táchira N- Uribante 230 L1	26,17396
Arenosa - San Carlos 400	24,09661
TBarrancasII-BarinasIV L1	20,17164
Buena Vista - Valera IV 230 L1	18,85694
Acarigua II - Las Flores 230	16,23005
Uribante - El Vigia II 400 L1	16,04045
Colorada I - Uribante 400	16,02543
Portuguesa - San Carlos 400	15,6861
Termobarrancas - La Carolina 230	12,43809
Barinas IV - La Carolina 230 kV	11,36584
Las Flores - Barinas IV 230	10,75696
Vueltoza - Guasualito 230 L1	10,75532
Las Morochas - Buena Vista	9,937558
B.Vista - El Vigia II 400 L1	9,585844
Mérida N- Vigia II 230 L1	9,554262
B. Vista - Misoa 400	9,244534
Buena Vista - Planta Páez	7,03356
Yaracuy - Portuguesa 400	4,446978
Barinas IV - P.Páez 230_1	3,592063
Peracal - Corozo 230	2,23887
Colorada II - Uribante 400	1,302508
Peracal - San Mateo 230	1,120054

[ANEXO N° 5]

[Tabla de carga equipos de transformación en condiciones normales de operación año 2019]

Tabla 4.- Equipos de transformación.

Equipos de transformación	Porcentaje de carga (%)
AT_Coroza 230/115_1	62,49901
El Vigia II 400/230 AT1	52,35471
Las Flores230/115_1	47,64222
Valera IV 230/115_1	37,56036
Acarigua 230/115 AT1	36,46094
Táchira N 230/115_1	34,75655
AT_B. Vista 230/115_1	33,04945
AT_Vigia II 230/115_1	32,43133
Portuguesa 400/115 AT1	29,51525
AT1_La_Carolina 230/115_200	23,14835
AT_Barinas_IV230/115_200	20,79391
Uribante 400/230 AT1	20,24651
Mérida N 230/115_1	19,03074
AT_Uribante_3	18,09992
Cojedes 400/115 AT 1	13,77877
B.Vista 400/230 AT1	13,1433
AT_P.Páez 230/115_1	7,552419

[ANEXO N° 6]

[Líneas de código de la subrutina desarrollada]

```
set S;
object O;
double prc,Dm,inter;

!-----
Dm=0;

prc=1+(Porcentaje/100);

S=CargaR7.Get();
O=S.First();

while (O) {if(O:outserv=0)

    {O:scale0 = prc;
    O=S.Next();}
    else {O=S.Next();}
    }

S=Barinas.Get();
O=S.First();

while (O) {if(O:outserv=0)

    {O:scale0 = prc;
    O=S.Next();}
```

```

        else {O=S.Next();}
    }

    flujo.Execute();                !ESCALAR DEMANDA

    printf('    DEMANDA OCCIDENTE    ');

    S=CargaR7.Get();
    O=S.First();

    while (O) {if(O:outserv=0)

        {Dm = O:m:P:bus1 + Dm;
        O=S.Next();}
        else {O=S.Next();}
        }

    printf('\n %s %0.f MW','Los Andes = ',Dm);

    S=Barinas.Get();
    O=S.First();

    Dm=0;

    while (O) {if(O:outserv=0)

        {Dm = O:m:P:bus1 + Dm;
        O=S.Next();}
        else {O=S.Next();}
        }

    printf(' %s %0.f MW','Barinas = ',Dm);

```

```

!-----
S=ExpGuayana.All();
O=S.First();
inter=0;

printf('\n      FLUJOS DE POTENCIA      ');
printf("");

while (O)
{
printf('%s\n\t\t\t\t %0.f MW',O:loc_name,O:m:P:bus1);
if (O:outserv=0) {inter= inter + O:m:P:bus1;
                  O=S.Next();}

else {O=S.Next();}
}

if (inter > 0) {
printf("");
printf('-----');
printf('\t Exportación Guayana = \cm %0.f\ MW',inter);
printf('-----');
}

else {
printf("");
printf('-----');
printf('\t Exportación Guayana = \cc %0.f\ MW',inter);
printf('-----');
}

!-----

```

```

S=ImpCentroOcc.All();
O=S.First();
inter=0;

printf(");                                !IMPCENTRO

while (O)
{
printf('%s\n\t\t\t\t %0.f MW',O:loc_name,O:m:P:bus1);
if (O:outserv=0) {inter= inter + O:m:P:bus1;
                    O=S.Next();}

else {O=S.Next();}
}

if (inter > 0) {
printf(");
printf('-----');
printf('\t Importación Centroccidente = \cm %0.f\ MW',inter);
printf('-----');
}
else {
printf(");
printf('-----');
printf('\t Importación Centroccidente = \cc %0.f\ MW',inter);
printf('-----');
}

!-----

S=ExpYaracuy.All();

```

```

O=S.First();
inter=0;

                                !EXPYARACUY

printf("");

while (O)
{
printf('%s\n\t\t\t %0.f MW',O:loc_name,O:m:P:bus1);
if (O:outserv=0) {inter= inter + O:m:P:bus1;
                    O=S.Next();}

else {O=S.Next();}
}

if (inter > 0) {
printf("");
printf('-----');
printf('\t Exportación Yaracuy = \cm %0.f\ MW',inter);
printf('-----');
}

else {
printf("");
printf('-----');
printf('\t Exportación Yaracuy = \cc %0.f\ MW',inter);
printf('-----');
}

!-----

S=SurOccidente.All();
O=S.First();

```

```

inter=0;

printf("");                                !SUROCCIDENTE

while (O)
{
!printf('%s\n\t\t\t %0.f MW',O:loc_name,O:m:P:bus1);
if (O:outserv=0) {
printf('%s\n\t\t\t %0.f MW',O:loc_name,O:m:P:bus1);
inter= inter + O:m:P:bus1;
O=S.Next();}

else {O=S.Next();}
}

if (inter > 0) {
printf("");
printf('-----');
printf('\t Importación Suroccidente = \cm %0.f\ MW',inter);
printf('-----');
}
else {
printf("");
printf('-----');
printf('\t Importación Suroccidente = \cc %0.f\ MW',inter);
printf('-----');
}

!-----
!CondIniciales.Execute();
!Estabilidad.Execute();

```

[ANEXO N° 7]

[Respuesta de ángulo de rotor y frecuencia del SEN en el límite de transmisión Importación Suroccidente año 2015]

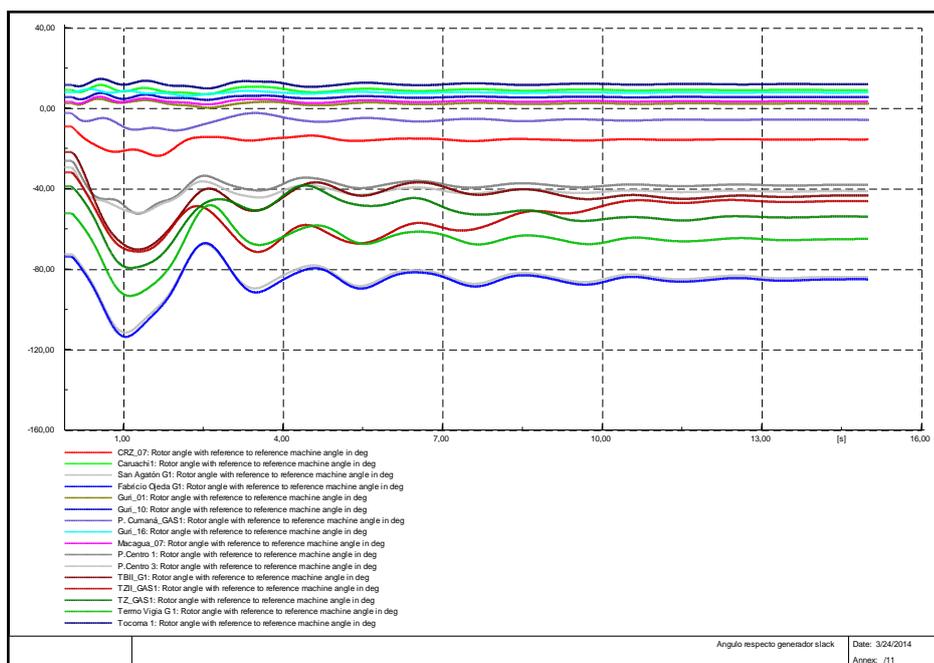


Figura 3.- Ángulo de rotor.

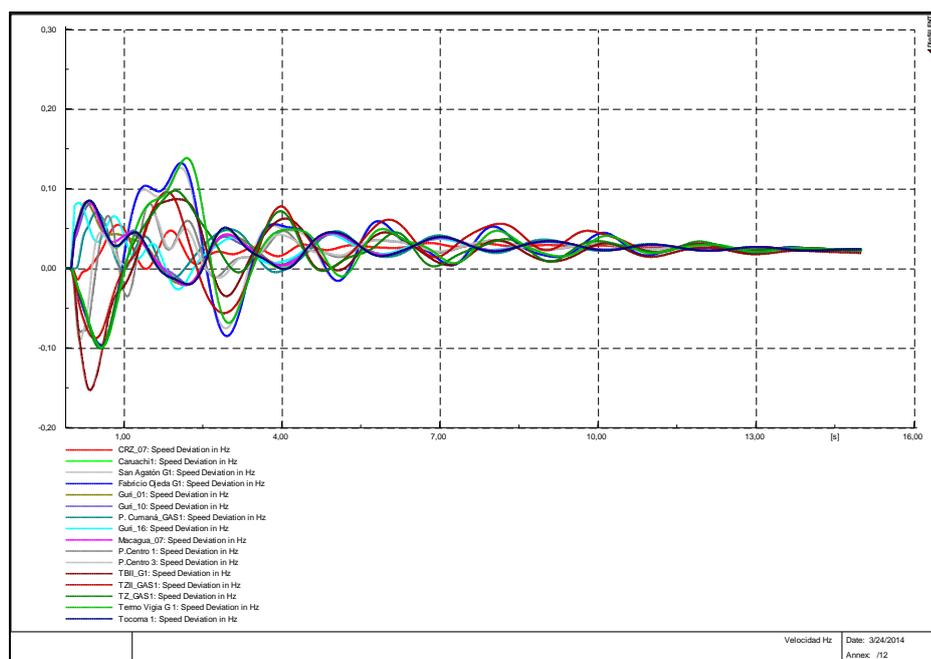


Figura 4.- Frecuencia.

[ANEXO N° 8]

[Respuesta de ángulo de rotor y frecuencia del SEN en el límite de transmisión Importación Suroccidente año 2019]

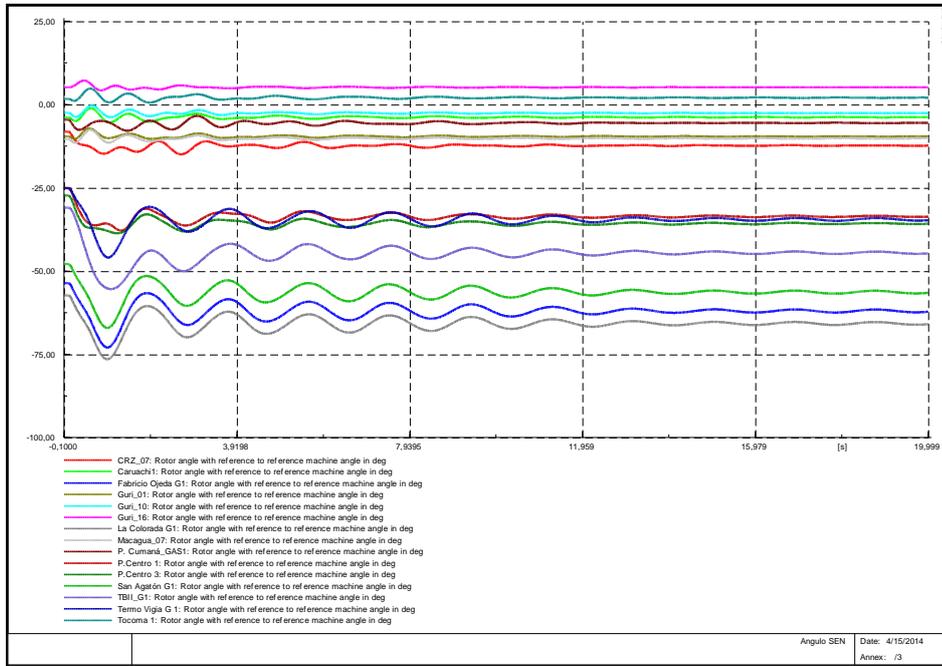


Figura 5.- Ángulo de rotor.

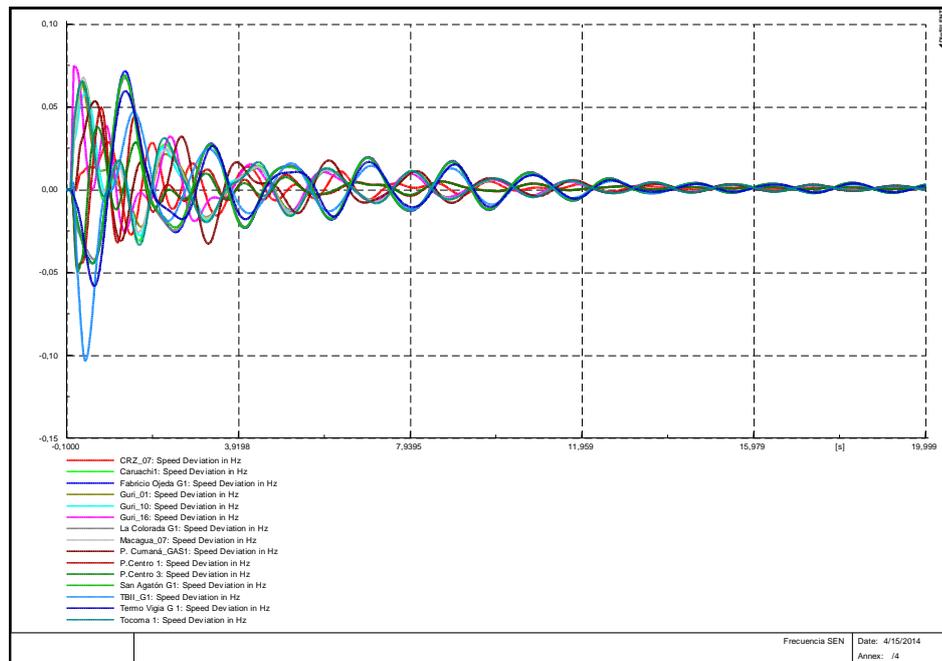


Figura 6.- Frecuencia.

[ANEXO N° 9]

[Respuesta de ángulo de rotor y frecuencia del SEN en el límite de transmisión Exportación Yaracuy año 2015]

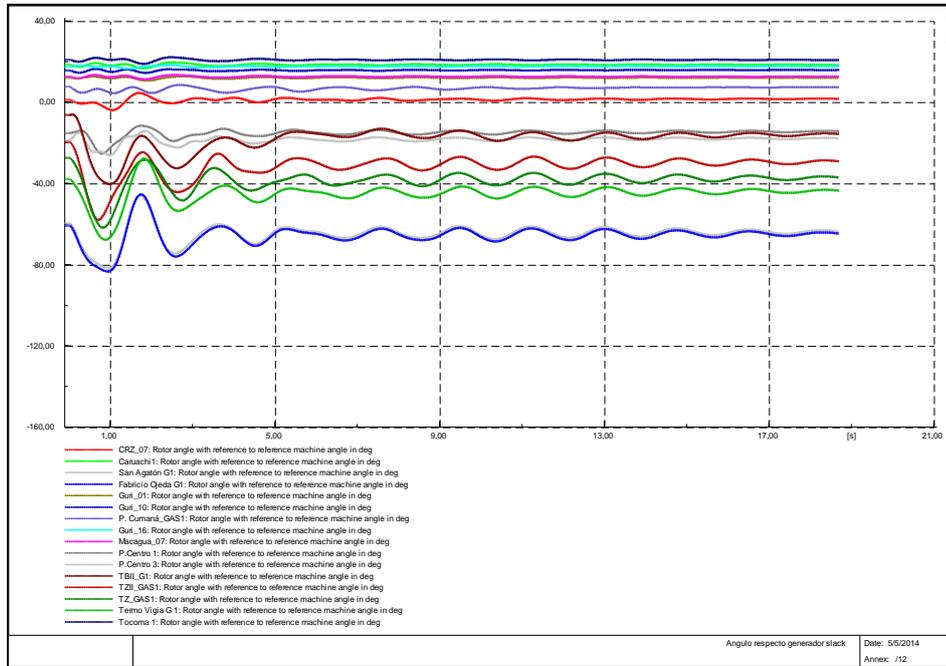


Figura 7.- Ángulo de rotor.

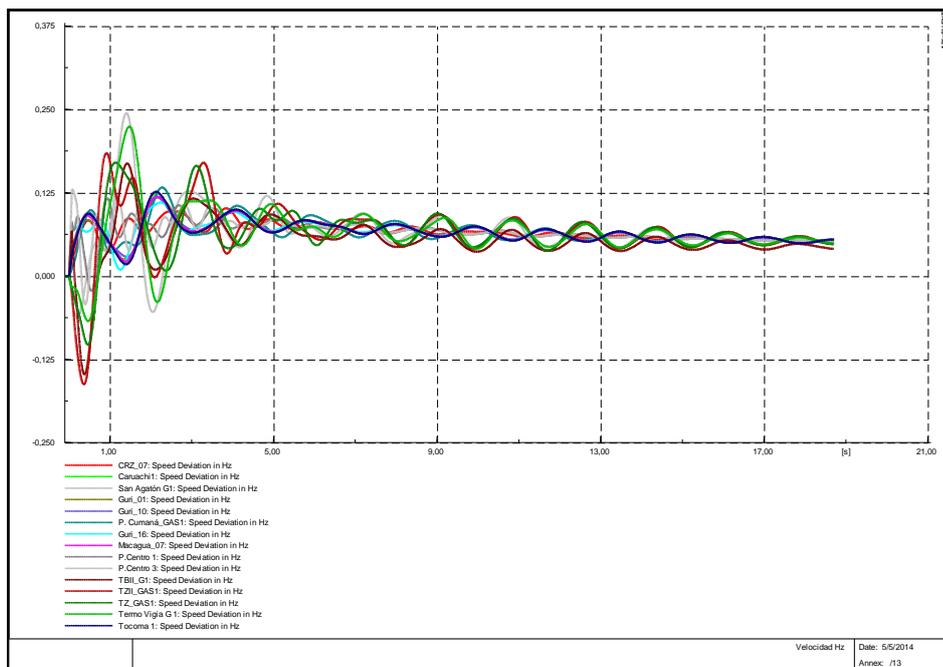


Figura 8.- Frecuencia.

[ANEXO N° 10]

[Respuesta de ángulo de rotor y frecuencia del SEN en el límite de transmisión Exportación Yaracuy año 2019]

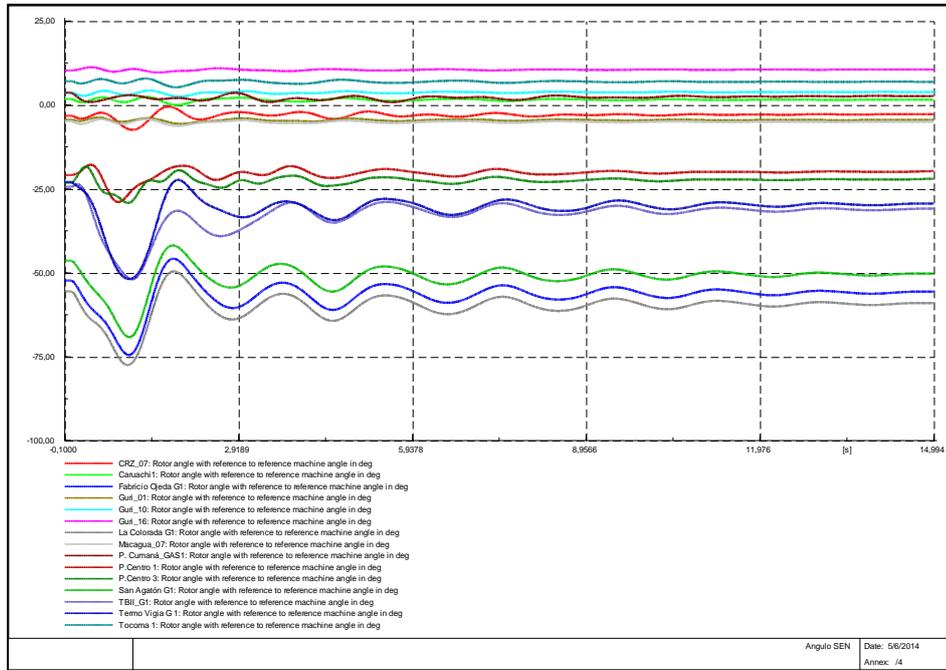


Figura 9.- Ángulo de rotor.

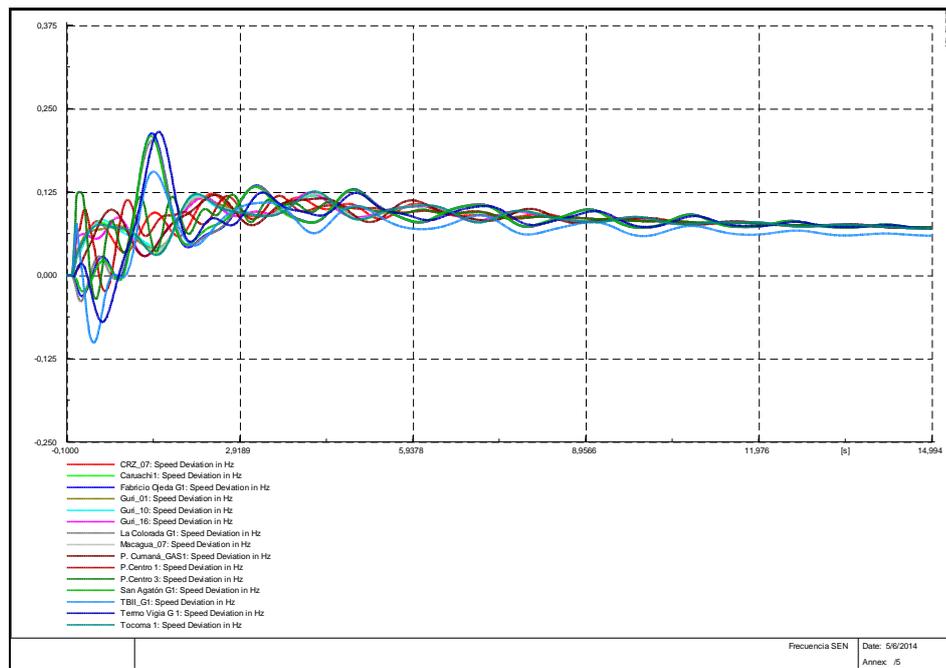


Figura 10.- Frecuencia.