

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIOS DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN DEL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. González A., Félix J.
para optar al Título de Ingeniero Electricista.

Caracas, 2005.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Profesora Guía: Ing. Vanessa Carlson
Tutor Industrial: Ing. Rafael A. Urbáez G.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. González A., Félix J.
para optar al Título de Ingeniero Electricista.

Caracas, 2005.

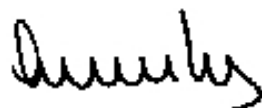
CONSTANCIA DE APROBACION

Caracas, 31 de mayo de 2005.

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 Félix J. González A. , titulado:

"ESTUDIOS DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL"

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



Prof. José Pérez

Jurado



Prof. Celso Forjoul

Jurado



Profa. Vanessa Carlson

Profesora guía

DEDICATORIA

*A mi familia
y en especial a mi mamá
Rosa María Abarca*

AGRADECIMIENTOS

A mi profesora guía la Ing. Vanessa Carlson por darme orientación y a mi tutor industrial el Ing. Rafael Urbáez Guerra por su ayuda e incansable dedicación.

A el Ing. José Antonio Delgado por la confianza que depositó en mí como estudiante de la Universidad Central de Venezuela.

A el Ing. Carlos García Cuesta por su disposición para darme consejos y sugerencias que de manera oportuna aclararon mis dudas.

A la Ing. Yoli Alejandra Corredor por brindarme su apoyo incondicional y sincera amistad.

A todo el personal del Departamento de Estudios de Ingeniería de Transmisión de la CVG Electrificación del Caroní, EDELCA por su incalculable colaboración en la elaboración de este trabajo y por dejarme formar parte de su valioso equipo.

Y a todas aquellas personas que de una u otra forma participaron en la realización de esta tesis, hago extensivo mi más sincero agradecimiento.

González A., Félix J.

ESTUDIO DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

Prof. Guía: Ing. Vanessa Carlson. Tutor Industrial: Ing. Rafael Urbáez G.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica.
Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: EDELCA, 2005, 116 h. +
anexos.

Palabras Claves: Límites de transmisión, Estabilidad en Sistemas de Potencia, Criterios de Operación y Planificación, Modelos dinámicos de carga.

Resumen. El objetivo general de este trabajo fue determinar los límites de transmisión de potencia activa correspondientes a la Exportación EDELCA, Importación Centro, Importación Centro - Occidente y Exportación Yaracuy para los escenarios de los años 2005 y 2012, además de la revisión de los criterios de planificación y operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en régimen dinámico, referente a la modelación de la carga del área de ENELVEN / ENELCO y a las tensiones una vez despejada la falla.

Se realizó un estudio de sensibilidad mediante el uso de simulaciones dinámicas, cambiando el modelo de la carga del área de ENELVEN / ENELCO. Para ello, se varió el modelo clásico que considera la carga como una composición de elementos de impedancia, corriente y potencia constantes (ZIP). Se aplicaron los modelos CLOD, IEEL, CIM5 de la librería de programas PSS/E y se observó su comportamiento en régimen dinámico y el impacto de su utilización en los cálculos de los límites de transmisión propuestos.

Para el estudio del efecto de la tensión mínima una vez despejada la falla sobre los límites de transmisión, se investigaron criterios utilizados para tal fin en otros países. Esta investigación incluye una encuesta a diversas empresas del sector eléctrico latinoamericano y la realización de un estudio de sensibilidad de los niveles de transferencia entre áreas variando el criterio de mínima tensión una vez despejada la falla.

Los resultados obtenidos indican que los límites de transmisión para el año 2005 son cercanos a la condición de máxima transferencia de potencia registrada en el año 2004. Para los años 2005 y 2012 se observaron limitaciones en la capacidad de importación de potencia en las áreas del Centro y Centro – Occidente del país que reducen el límite de transmisión de EDELCA y la Exportación Yaracuy.

ÍNDICE

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	
DEDICATORIA	
AGRADECIMIENTOS	
RESUMEN.....	v
ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO II	
2.1. CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA	3
2.1.1. Determinación de la Capacidad de Transmisión.....	4
2.2. DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD.....	7
2.2.1. Estabilidad de Rotor - Ángulo:	8
2.2.2. Estabilidad de Tensiones:.....	11
2.2.3. Estabilidad de Frecuencia:	13
2.3. MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD	15
2.3.1. Criterio de Áreas Iguales.....	15
2.3.2. Curvas P -V y Q -V.	19
2.3.3. Flujo de Carga Óptimo (F.C.O.).....	20
2.4. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.	21
2.5. MODELOS DE CARGA EN SISTEMAS DE POTENCIA	22
2.5.1. Características de la Carga	23
2.5.2. Modelos Normalizados de la Carga.	26
2.5.3. Modelos Físicos vs Modelos de “Caja Negra”.	27
2.5.4. Caracterización de la Carga.	28

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO.....	30
3.1. Objetivos.....	30
3.1.1. Objetivo General	30
3.1.2. Objetivos Específicos.....	30
3.2. METODOLOGÍA EMPLEADA.....	31
3.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	37
3.3.1. Energía suministrada por CVG EDELCA.	37
3.3.2. Sistema Oriental.....	37
3.3.3. Sistema Central.....	38
3.3.4. Sistema Occidental.....	38
3.3.5. Red Troncal de Transmisión.....	39
3.3.6. Sistema Troncal de CVG. EDELCA.....	39
3.4. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL SIMULADO.....	42
3.5. HIPÓTESIS Y CRITERIOS ASUMIDOS EN LAS SIMULACIONES.....	43
3.5.1. Estudio en Régimen Permanente	43
3.5.2. Estudio en Régimen Dinámico	43
3.6. HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EMPLEADA.....	44
3.7. DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN.....	46
3.7.1. Caso Base del Año 2005.....	47
3.7.2. Caso Base del Año 2012.....	49
3.8. MODELOS DE CARGA PARA LAS ÁREAS DE ENELVEN Y ENELCO	50
3.8.1. Modelo de Carga CLOD.....	51
3.8.2. Modelo de Carga IEEL.....	56
3.8.3. Modelo de Carga CIM5.....	57
3.9. REVISIÓN DE CRITERIOS UTILIZADOS EN LA DETERMINACIÓN DE LÍMITES DE TRANSMISIÓN.....	58
3.9.1. Criterios de Operación y Planificación de la NERC/WECC.....	59

3.9.2. Encuestas sobre Criterios de Planificación y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.....	62
--	----

CAPÍTULO IV

RESULTADOS.....	70
4.1. LÍMITES DE TRANSMISIÓN PARA EL ESCENARIO DEL AÑO 2005.....	70
4.1.1. Límites de Transmisión con el modelo clásico de carga ZIP: 60% P,Q ; 40% Z constante.	74
4.1.2. Límites de Transmisión con el modelo de carga CLOD.....	78
4.1.3. Límites de Transmisión con el modelo de carga IEELAR.	79
4.2. LÍMITES DE TRANSMISIÓN PARA EL ESCENARIO DEL AÑO 2012.....	82
4.2.2. Límites de Transmisión con el modelo de carga CLOD.....	90
4.2.3. Límites de Transmisión considerando el proyecto Termobarrancas.	92
4.3. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO VARIACIONES EN EL CRITERIO DE MÍNIMA TENSIÓN POST-FALLA.....	94
4.4. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA COMPOSICIÓN DE LA CARGA EN EL MODELO ZIP.....	97

CAPÍTULO V

COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	98
5.1 ESCENARIO DEL AÑO 2005.	98
5.2 ESCENARIO DEL AÑO 2012.	101
5.3 MODELOS DE CARGA DE ENELVEN / ENELCO.....	103
5.4. SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO VARIACIONES EN EL CRITERIO DE MÍNIMA TENSIÓN POST-FALLA.....	108

5.5. SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA COMPOSICIÓN DE LA CARGA EN EL MODELO ZIP.....	110
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	112
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	117
ANEXOS	120
ANEXO I: FLUJO DE CARGA DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE MÁXIMA TRANSFERENCIA ENTRE ÁREAS.	
ANEXO II: SALIDAS DE ESTABILIDAD EN RÉGIMEN DINÁMICO.	
ANEXO III: DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE CARGA DE LA LIBRERÍA DEL PSS/E-28.	
ANEXO IV: ENCUESTAS SOBRE CRITERIOS DE ESTABILIDAD.	
ANEXO V: AMPLIACIONES INCLUIDAS EN LOS CASOS BASES DE LOS AÑOS 2005 Y 2012.	
ANEXO VI: MODELOS UTILIZADOS EN LAS SIMULACIONES DINÁMICAS.	

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.7.1.	Nexos que definen la Exportación EDELCA.....	46
Tabla 3.7.2.	Nexos que definen la Importación Centro.....	46
Tabla 3.7.3.	Nexos que definen la Importación Centro - Occidente	47
Tabla 3.7.4.	Nexos que definen la Exportación Yaracuy	47
Tabla 3.8.1.	Coefficientes para la representación de la carga.....	54
Tabla 3.8.2.	Parámetros del modelo IEELAR correspondientes a la potencia activa.....	57
Tabla 3.8.3.	Parámetros del modelo IEELAR correspondientes a la potencia reactiva.....	57
Tabla 3.9.1.	Rango aceptable de tensiones post-contingencias.....	60
Tabla 3.9.2.	Parte I: Resumen de las Encuestas sobre criterios de planificación y operación de sistemas eléctricos.....	62
Tabla 4.1.1.	Caso Base año 2005. Generación, Demanda e Intercambio.....	72
Tabla 4.1.2.	Caso Base año 2005. Intercambio de potencia entre áreas.....	72
Tabla 4.1.3.	Caso Base año 2005. Unidades de Generación Importantes.....	72
Tabla 4.1.4.	Resumen de Generación. Exportación EDELCA. Año 2005.....	74
Tabla 4.1.5.	Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2005. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.....	75
Tabla 4.1.6.	Resumen de Generación. Importación Centro. Año 2005.....	75
Tabla 4.1.7.	Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2005. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.....	76
Tabla 4.1.8.	Resumen de Generación. Importación Centro – Occidente. Año 2005.....	76
Tabla 4.1.9.	Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2005. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.....	77
Tabla 4.1.10.	Resumen de Generación. Exportación Yaracuy. Año 2005.....	77
Tabla 4.1.11.	Límite de Transmisión para la Exportación Yaracuy. Año 2005. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.....	78
Tabla 4.1.12.	Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2005. Modelo de carga CLOD.....	78

Tabla 4.1.13. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2005. Modelo de carga CLOD.	79
Tabla 4.1.14. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2005. Modelo de carga CLOD.	79
Tabla 4.1.15. Límite de Transmisión para la Exportación Yaracuy. Año 2005. Modelo de carga CLOD.	79
Tabla 4.1.16. Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2005. Modelo de carga IEELAR.	80
Tabla 4.1.17. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2005. Modelo de carga IEELAR.	80
Tabla 4.1.18. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2005. Modelo de carga IEELAR.	80
Tabla 4.1.19. Límite de Transmisión para la Exportación Yaracuy. Año 2005. Modelo de carga IEELAR.	81
Tabla 4.2.1. Generación, Demanda e Intercambio. Caso Base año 2012.....	82
Tabla 4.2.2. Intercambio de potencia entre áreas. Caso Base año 2012.....	84
Tabla 4.2.3. Unidades de Generación Importantes. Caso Base año 2012.....	84
Tabla 4.2.4. Resumen de Generación. Exportación EDELCA. Año 2012.....	86
Tabla 4.2.5. Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2012. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z constantes.	87
Tabla 4.1.6. Resumen de Generación. Importación Centro. Año 2012.....	87
Tabla 4.2.7. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2012. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z constantes.	88
Tabla 4.2.8. Resumen de Generación. Importación Centro – Occidente. Año 2012.	88
Tabla 4.2.9. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2012. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.....	89
Tabla 4.2.10. Resumen de Generación. Exportación Yaracuy. Año 2012.....	89
Tabla 4.2.11. Límite de Transmisión para la Exportación Yaracuy. Año 2012. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.	90
Tabla 4.2.12. Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2012. Modelo de carga CLOD.	90

Tabla 4.2.13. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2012. Modelo de carga CLOD.	91
Tabla 4.2.14. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2012. Modelo de carga CLOD.	91
Tabla 4.2.15. Límite de Transmisión para la Exportación Yaracuy. Año 2012. Modelo de carga CLOD.	91
Tabla 4.2.16. Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2012. Incluyendo el proyecto Termobarrancas.	92
Tabla 4.2.17. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2012. Incluyendo el proyecto Termobarrancas.	92
Tabla 4.2.18. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2012 Incluyendo el proyecto Termobarrancas.	93
Tabla 4.2.19. Límite de Transmisión para la Exportación Yaracuy. Año 2012. Incluyendo el proyecto Termobarrancas.	93
Tabla 4.3.1. Límites de transmisión para la Exportación EDELCA variando el criterio de mínima tensión post-falla.	95
Tabla 4.3.2. Límites de transmisión para la Importación Centro- Occidente variando el criterio de mínima tensión post-falla.	95
Tabla 4.4.1. Sensibilidad de los Límites de Transmisión para variaciones en la composición de la carga del área de ENELVEN / ENELCO utilizando el modelo ZIP.	97
Tabla 5.1. Resumen de Límites de Transmisión. Año 2005. Modelo Zip: 60% P, 40% Z constantes.	100
Tabla 5.2. Resumen de Límites de Transmisión. Año 2012. Modelo ZIP: 60% P, 40% Z constantes.	102
Tabla 5.3. Resumen de Límites de Transmisión. Año 2005. Modelo CLOD.	104

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.1. Factores que limitan la Capacidad de Transmisión.....	7
Figura 2.2.1. Estabilidad de Rotor – Ángulo.	9
Figura 2.2.2. Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.....	14
Figura 2.3.1. Diagrama unifilar de un generador conectado a un nodo de potencia infinita a través de un transformador elevador y dos líneas en paralelo.	16
Figura 2.3.2. Diagrama Potencia - Ángulo	18
Figura 2.3.3. Curvas típicas P – V para tres barras Monitoreadas.....	20
Figura 2.3.4. Curvas Q – V para dos condiciones de transferencia.	20
Figura 2.5.1. Característica general Torque - Velocidad, Corriente - Velocidad para compresores de aires acondicionados.	24
Figura 3.3.1. Sistema Eléctrico Nacional. Red Troncal de Transmisión del Año 2005.	41
Figura 3.8.1. Distribución de Carga de ENELVEN según su tipo de cliente.	51
Figura 3.8.2. Distribución de Carga de ENELCO según su tipo de cliente.....	51
Figura 3.8.3. Características de Torque, Corriente, Factor de Potencia para un motor de inducción de gran tamaño. $H = 1$, $D = 1$, $S_i = -0.00837$	52
Figura 3.8.4. Características de Torque, Corriente, Factor de Potencia para un motor de inducción de tamaño pequeño. $H = 0.6$, $D = 1$, $S_i = -0.02149$	53
Figura 3.8.5. Potencia Activa sensible a la tensión, para la representación algebraica de carga.	55
Figura 3.8.6. Potencia Reactiva sensible a la tensión, para la representación algebraica de carga.	56
Figura 3.9.1. Curvas P-V para condiciones Pre-Contingencia y Post-Contingencia.....	60
Figura 3.9.2. Características transitorias de la Tensión.	61
Figura 4.1.1. Esquema de Generación, Demanda e Intercambio. Caso Base Año 2005.	71

Figura 4.1.2.	Caso Base 2005. Perfil de Tensiones a 765 kV.....	73
Figura 4.1.3.	Caso Base 2005. Perfil de Tensiones a 400 kV.....	73
Figura 4.1.4.	Caso Base 2005. Perfil de Tensiones a 230 kV.....	74
Figura 4.2.1.	Esquema de Generación, Demanda e Intercambio. Caso Base Año 2012.	83
Figura 4.2.2.	Perfil de Tensiones a 765 kV. Caso Base 2012.....	85
Figura 4.2.4.	Perfil de Tensiones a 230 kV. Caso Base 2012.....	86
Figura 4.3.1.	Sensibilidad para el criterio de mínima tensión post-falla para el caso límite de transmisión para la Exportación EDELCA.	96
Figura 4.3.2.	Sensibilidad para el criterio de mínima tensión post-falla para el caso límite de transmisión para la Importación Centro – Occidente.....	96

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En Venezuela el Sistema Interconectado Nacional SIN está conformado por las empresas C.A de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), CVG. Electrificación del Caroní C.A. (EDELCA), La Electricidad de Caracas C.A. (EDC), Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN) y Energía Eléctrica Costa Oriental (ENELCO). Estas empresas y sus representadas proveen energía eléctrica aproximadamente al 95 % del territorio Nacional.

La empresa CVG. EDELCA, como proveedora principal de esta energía, requiere conocer la máxima potencia que puede transmitirse entre las distintas áreas de intercambio de la red, conocidas como límites de transmisión, bajo ciertas condiciones de operación de la misma. Esta información indica cuanta de su generación puede intercambiar con las demás empresas del SIN y de esta forma precisar las ampliaciones requeridas en el sistema para garantizar el suministro confiable de energía eléctrica.

En este trabajo, para la determinación de los “Límites de Transmisión”, se han propuesto las siguientes áreas de intercambio: Exportación EDELCA, Importación Centro, Importación Centro – Occidente y Exportación Yaracuy, tal como son definidas por la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). Se plantearon dos escenarios en los cuales se han incorporado las ampliaciones más importantes de generación y transmisión previstas por cada empresa del SIN. Estos escenarios corresponden al Sistema Eléctrico Nacional para los años 2005 y 2012, fechas en las cuales entrarán en servicio importantes bloques de generación.

Los criterios de operación y planificación definen las condiciones del sistema para determinar los límites de transmisión, por lo que es conveniente conocer si son adecuados a fin de garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Por esta razón, se realizó una revisión teórica de estos criterios en régimen dinámico, específicamente los referidos a las tensiones mínimas permitidas en barra y al tiempo de recuperación una vez despejada la

falla. En tal sentido, se realizó una encuesta a empresas de servicio eléctrico a nivel Latinoamericano a fin de conocer los criterios y modelos para compararlos con los utilizados en nuestro país.

Se incorporó además, para las áreas de ENELVEN y ENELCO, el uso de modelos de carga que representen de manera más adecuada el comportamiento del sistema en régimen dinámico.

El presente trabajo está dividido en cuatro capítulos. En el primer capítulo se plantea la base teórica sobre la que se fundamenta el estudio, se incluye el tema de estabilidad transitoria y análisis de contingencias, los cuales son de suma importancia, debido a que en sistemas como el venezolano, en el cual se tienen líneas de transmisión a muy alta tensión que enlazan los principales centros de generación con el resto del país, es precisamente la estabilidad del sistema frente a grandes y repentinas perturbaciones la que determina la máxima transferencia de potencia a través de las líneas de transmisión.

En el segundo capítulo se plantean los objetivos, se realiza una descripción de los escenarios estudiados y se presenta la metodología empleada. En el tercer y cuarto capítulo se muestran, respectivamente, los resultados y sus análisis. Finalmente se indican las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

La transferencia de grandes bloques de potencia a largas distancias es una operación de rutina en el Sistema Eléctrico Nacional, debido a que parte importante de la generación se encuentra ubicada en la región de Guayana, lejana a los mayores centros de consumo ubicados en la región norte costera del país. Estas condiciones de operación han llevado a la consolidación de sistemas eléctricos altamente cargados que operan cerca de sus límites de estabilidad. El propósito de este capítulo es explicar conceptos relacionados con la capacidad de transferencia de potencia, contempla además, aspectos relacionados con los modelos de carga y sus impactos en la estabilidad de los sistemas eléctricos.

2.1. CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA ^{[1],[2]}

La capacidad de transferencia es la medida en la que puede transmitirse potencia de forma confiable de un área a otra a través de todas las líneas de transmisión del sistema eléctrico, bajo condiciones específicas. En este contexto el término “Área” puede referirse a un sistema eléctrico individual, una empresa ó empresas eléctricas, una región o subregión o una porción de éstas. La capacidad de transferencia es unidireccional por naturaleza. Esto quiere decir que la capacidad de transferencia del Área A hacia el Área B no es necesariamente igual que la misma del Área B hacia el Área A.

Para que la transferencia de potencia en los sistemas eléctricos se haga de manera confiable deben cumplirse las siguientes condiciones:

- En los sistemas de transmisión en condiciones de operación normales (pre -falla), todas las cargas y tensiones deben permanecer dentro de los rangos establecidos como normales.

- El sistema eléctrico debe ser capaz de absorber las perturbaciones dinámicas resultantes de la pérdida de un elemento cualquiera del sistema, como por ejemplo una línea de transmisión, un transformador o una unidad de generación, permaneciendo en estado estable.
- Después del despeje de una perturbación, seguida de la pérdida de un elemento del sistema eléctrico y después de la ejecución de cualquier sistema de operación automático, pero antes de que algún ajuste post - falla sea implementado, todo el conjunto de tensión y carga del sistema debe estar dentro de los límites de emergencia.
- En caso de que cualquiera de los elementos del sistema alcance su límite térmico por debajo del límite de transmisión debido a una contingencia cualquiera, la capacidad de transmisión es definida por el nivel de transferencia en el cual los valores límites son alcanzados.
- En algunos casos, en sistemas individuales, subregionales o regionales, los criterios de planificación y/o operación consideran la ocurrencia de múltiples contingencias, como por ejemplo la salida de dos líneas de transmisión que comparten la misma torre o derecho de paso, en la determinación de los límites de transmisión. Si los resultados de esos límites por esas contingencias múltiples son más restrictivos que la consideración de una contingencia simple, el criterio más restrictivo de confiabilidad debe ser tomado para la determinación de dichos límites. En el caso venezolano el criterio utilizado para la determinación de límites de transmisión plantea la ocurrencia de contingencias simples.

2.1.1. Determinación de la Capacidad de Transmisión

El cálculo de la capacidad de transmisión, está basado generalmente en simulaciones digitales de la operación del sistema eléctrico interconectado, bajo una serie de condiciones de operación asumidas. Esas simulaciones son ejecutadas típicamente

mucho antes de que el sistema se acerque a ese estado de operación. Cada simulación representa una simple “instantánea” de la operación del sistema, basado en la proyección de muchos factores como la generación, ampliaciones en el sistema, crecimiento de la demanda, etc. Los factores más importantes que determinan la capacidad de transmisión son los siguientes:

a) Condiciones del Sistema:

La condición base del sistema o “caso base”, es modelada para el período a ser analizado, incluyendo la carga demandada, el despacho de generación, la configuración del sistema y la transferencia de potencia entre áreas.

b) Contingencias Críticas:

Durante el estudio de los Límites de Transmisión, son evaluadas muchas contingencias a lo largo del sistema. Éstas contingencias pueden clasificarse de acuerdo con su severidad siguiendo ciertos criterios (ver sección 2.4. Análisis de Contingencias). Los procesos de evaluación de contingencias son realizados bajo una variedad de escenarios, debido a que las contingencias críticas para una condición del sistema podrían no serlo para otra.

c) Límites del Sistema:

Como fue mencionado anteriormente la capacidad de transmisión esta limitada por el cumplimiento de ciertos criterios de operación y planificación que están vinculados a la seguridad del sistema. Estos criterios, en general, consideran aspectos como los límites térmicos de los equipos, niveles de tensión y la estabilidad del sistema.

Los límites térmicos establecen la cantidad máxima de corriente eléctrica que una línea de transmisión o cualquier otro elemento del sistema puede soportar sobre un período específico de tiempo antes de que se produzca en este un daño

permanente por sobrecalentamiento o antes de que sea violado algún requerimiento de seguridad.

Las tensiones en el sistema deben ser mantenidas dentro de un rango aceptable de límites máximos y mínimos. Por ejemplo los límites mínimos de tensión pueden establecer un nivel máximo de potencia eléctrica que puede ser transmitido sin causar daños al sistema eléctrico o a equipos pertenecientes a los consumidores finales. Un severo colapso de tensión puede llevar a la caída o “blackout” del sistema o parte de éste.

En cuanto a los límites por estabilidad se tiene que un sistema eléctrico debe ser capaz de mantener su integridad frente a la ocurrencia de perturbaciones cuyos períodos de tiempo pueden variar de milisegundos a varios segundos. Todos los generadores conectados al sistema de transmisión deben operar en sincronismo cada uno a la misma frecuencia y dentro del rango permitido. Inmediatamente después de ocurrida una perturbación los ángulos de los generadores oscilan entre sí causando fluctuaciones en la frecuencia, los flujos de potencia y las tensiones en el sistema. Para que el sistema sea estable, estas oscilaciones deben amortiguarse y el sistema eléctrico debe alcanzar un nuevo punto de operación estable. Si el nuevo punto de operación estable no es alcanzado rápidamente, los generadores saldrán de sincronismo, pudiendo perderse la estabilidad en parte o en todo el sistema.

Las condiciones que limitan la transferencia de potencia pueden variar en áreas de la red de transmisión dependiendo de cómo las condiciones de operación varíen en el sistema. Estas variaciones en las condiciones de operación del sistema complican la determinación de la capacidad de transferencia del sistema. Como las condiciones de operación de la red varían, la capacidad de transmisión puede variar de acuerdo con la condición más restrictiva, tal como se puede observar en la Figura 2.1.1.

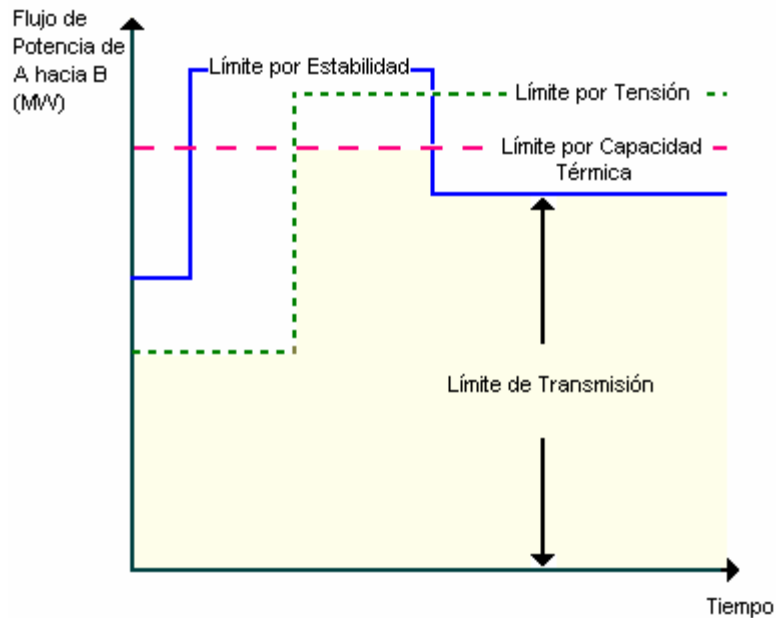


Figura 2.1.1. Factores que limitan la Capacidad de Transmisión

2.2. DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD. ^{[1],[3]}

La estabilidad en un sistema de potencia eléctrico esta relacionada con la capacidad de este, en una condición inicial de operación, de alcanzar un nuevo punto de equilibrio estable o de volver al punto de equilibrio estable original tras la ocurrencia de una perturbación.

Los sistemas de energía eléctrica presentan respuestas dinámicas en una amplia escala de tiempos. Desde la escala de microsegundos correspondiente a las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, hasta la escala de horas correspondiente al seguimiento de la carga a lo largo del día. El problema de estabilidad se encuentra en la escala de tiempo de los segundos o incluso minutos.

Los problemas de estabilidad pueden ser clasificados según los siguientes criterios:

- Por la naturaleza del fenómeno físico involucrado (estabilidad de ángulo, estabilidad de tensiones y estabilidad de frecuencia),
- Por la magnitud de la perturbación (estabilidad de gran perturbación o transitoria y estabilidad de pequeña perturbación) y
- Por las respuestas dinámicas involucradas (estabilidad de corto plazo y estabilidad de largo plazo)

A continuación se describe con mayor detalle cada uno de los tipos de estabilidad, según el fenómeno físico contemplado, la magnitud de la perturbación y de las respuestas dinámicas involucradas.

2.2.1. Estabilidad de Rotor - Ángulo:

Los estudios de estabilidad de ángulo están basados en la capacidad de los generadores de seguir funcionando en sincronismo tras la ocurrencia de una gran perturbación. Se dice que un conjunto de generadores funcionan en sincronismo cuando las diferencias angulares se mantienen constantes y por lo tanto sus velocidades angulares eléctricas son iguales también.

El problema de estabilidad de rotor – ángulo involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas propias del sistema de potencia. Un factor fundamental en este problema es la forma en que las máquinas sincrónicas varían la potencia de salida en función de sus ángulos. Bajo condiciones de régimen permanente el equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque electromagnético de salida de cada generador debe permanecer constante. Si el sistema es perturbado este equilibrio se pierde, resultando en la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo con la segunda Ley de Newton para cuerpos en rotación. Si el rotor de un generador presenta temporalmente una velocidad mayor a la de otro, entonces su posición angular con respecto a la máquina más lenta se adelantará. Como resultado de estas diferencias angulares parte de la carga será transferida de la máquina con una

velocidad del rotor más lenta a la otra dependiendo de la relación potencia – ángulo. Este efecto tiende a reducir la diferencia de velocidades entre las máquinas, favoreciendo la estabilidad del sistema. La inestabilidad se presenta cuando el sistema es incapaz de absorber la energía cinética correspondiente a estas diferencias entre las velocidades angulares de los rotores. En todo caso, para cualquier situación, la estabilidad del sistema depende de si las desviaciones de las posiciones angulares de los rotores permitan la existencia de torques de recuperación suficientes.

El cambio del torque electromagnético seguido de una perturbación puede ser descompuesto en dos componentes: la componente de torque sincronizante y la componente de torque de amortiguamiento. La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambas componentes en cada máquina sincrónica. La carencia de suficiente componente de torque sincronizante en una máquina resulta en inestabilidad de tipo no oscilatoria o aperiódica (Figura 2.2.1. Caso 1), mientras que insuficiente torque de amortiguación lleva a una inestabilidad oscilatoria (Figura 2.2.1. Caso 2).

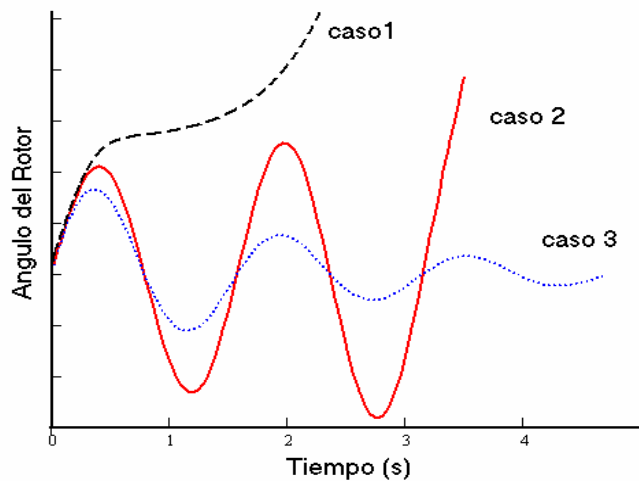


Figura 2.2.1. Estabilidad de Rotor – Ángulo.

Por conveniencia en el análisis de la naturaleza de la estabilidad de rotor – ángulo, resulta útil la clasificación de este problema en las siguientes subcategorías:

- a) **Estabilidad de Rotor – Ángulo a pequeña perturbación:** Este tipo de problema de estabilidad está referido a la capacidad del sistema de mantener el sincronismo frente a pequeñas perturbaciones. Las perturbaciones consideradas deben ser lo suficientemente pequeñas para que el sistema de ecuaciones que describen el comportamiento del sistema pueda ser linealizado para su análisis.

En la actualidad, usualmente el problema de estabilidad de rotor – ángulo a pequeñas perturbaciones esta asociado a un insuficiente torque de amortiguación. Por otra parte, la inestabilidad no oscilatoria ha sido ampliamente eliminada con el uso de reguladores de tensión en los generadores. Sin embargo, este tipo de inestabilidad puede ocurrir cuando los generadores operan con excitación constante sometidos a la acción de limitadores de excitación.

Los tiempos de interés para el estudio de la estabilidad de pequeña perturbación se encuentra dentro del rango de tiempo comprendido entre los 10 a 20 s.

- b) **Estabilidad de Rotor Ángulo a gran perturbación o estabilidad angular transitoria:** este problema se presenta cuando el sistema es incapaz de mantener el sincronismo de las máquinas frente alguna perturbación severa. Esta perturbación, puede ser por ejemplo, un cortocircuito en una de las líneas de transmisión. Como resultado de la perturbación el sistema en condición de inestabilidad presenta máquinas con largas excursiones angulares. Estas excursiones ocurren generalmente en la primera oscilación, pero pueden presentarse de forma creciente en oscilaciones sucesivas producto de la superposición de oscilaciones angulares de máquinas en distintas áreas del sistema.

La condición inicial de operación del sistema y la magnitud y duración de la perturbación tienen una influencia relevante en la estabilidad. El tiempo de interés usual en los estudios de estabilidad angular transitoria es de 3 a 5 s seguidos después de la perturbación, sin embargo este tiempo puede extenderse a un rango de 10 a 20 segundos para sistemas muy grandes con características oscilatorias entre áreas.

2.2.2. Estabilidad de Tensiones:

Este problema está vinculado a la capacidad de los sistemas eléctricos de mantener las tensiones de las barras dentro de límites aceptables. La inestabilidad de tensiones se produce cuando éstas caen o se incrementan de forma progresiva e incontrolada tras la ocurrencia de una perturbación.

Aunque la forma más común de la inestabilidad de tensión se presenta como una caída progresiva de la misma, existe la posibilidad de inestabilidad de tensión por su aumento progresivo en el sistema. Esto se debe al comportamiento capacitivo del sistema (común en líneas de extra alta tensión), al sistema de excitación de los generadores y a la incapacidad de los elementos de absorción de reactivos como compensadores sincrónicos, compensadores estáticos, etc., de absorber el exceso de potencia reactiva. En este caso, la estabilidad está asociada a la capacidad combinada de la generación y el sistema de transmisión en condiciones de baja demanda.

Las interrelaciones dinámicas más importantes que se generan en el problema de estabilidad de tensiones por lo general son las de la carga. Después de ocurrida una perturbación en el sistema, la potencia consumida en la carga tiende a ser restaurada por el ajuste en el deslizamiento de los motores, reguladores de tensión en distribución, cambiadores de tomas de los transformadores y termostatos en cargas térmicas. La restauración de la carga incrementa el consumo de potencia reactiva, produciéndose eventualmente una reducción de la tensión a nivel del sistema de transmisión.

El factor principal que contribuye a la inestabilidad es la caída de tensión en las componentes inductivas de la red de transmisión que suceden cuando la potencia activa y reactiva es transmitida. Este factor limita la capacidad de transmisión de potencia de la red debido al soporte de tensiones. La estabilidad de tensión es amenazada cuando alguna perturbación incrementa la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad sustentable de las fuentes de potencia reactiva disponibles.

El término colapso de tensión es también usado a menudo para referirse a la estabilidad de tensiones. Sin embargo, este involucra un proceso en donde una secuencia de eventos ligados a la inestabilidad, llevan a la caída (blackout) o a niveles muy bajos de tensión en parte importante de la red eléctrica.

Como en el caso de la estabilidad de rotor – ángulo, resulta de utilidad la clasificación de la estabilidad de tensiones en dos subcategorías:

- a) **Estabilidad de tensiones a gran perturbación:** el sistema será estable si para perturbaciones severas como la pérdida de unidades importantes generación o cortocircuitos, los niveles de tensión se mantienen estables y dentro de un rango permitido. La capacidad del sistema dependerá de las características de la carga. Para el estudio de este tipo de estabilidad se requiere la evaluación de las características no lineales del sistema de potencia en un período de tiempo suficiente para considerar el comportamiento de elementos como motores, cambiadores de toma bajo carga de transformadores y los sistemas de excitación de los generadores. El período de tiempo de interés puede extenderse de unos pocos segundos hasta la decena de minutos.

- b) **Estabilidad de tensiones a pequeña perturbación:** cuando la magnitud de la misma es tal que las ecuaciones que describen el comportamiento dinámico del sistema pueden ser linealizadas para su análisis. En este caso es posible la

utilización de un modelo alrededor del punto de operación del sistema para caracterizar satisfactoriamente el comportamiento dinámico del mismo. Ejemplo de pequeñas perturbaciones son las pequeñas variaciones de generación y carga que se producen en el funcionamiento normal del sistema de energía eléctrico.

La estabilidad de tensiones involucra períodos de tiempo que varían de los pocos segundos a la decena de minutos. Por consiguiente, la estabilidad de tensiones puede ser un problema de corto y/o largo plazo. La estabilidad de corto plazo considera que los factores dinámicos dominantes son los de los elementos de rápida actuación, como la de motores de inducción y cargas controladas electrónicamente. La estabilidad de largo plazo supone que los factores dinámicos involucrados son los de actuación más lenta, tales como las cargas térmicas y los cambiadores de toma de los transformadores.

2.2.3. Estabilidad de Frecuencia:

La estabilidad de frecuencia está referida a la capacidad del sistema de mantener dentro de ciertos rangos la frecuencia, seguido de una perturbación severa en el sistema que resulte en un desbalance entre la generación y la carga. Este tipo de inestabilidad se presenta comúnmente, en condiciones posteriores, cuando el sistema es sometido a esquemas de separación de áreas. Generalmente los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados con la respuesta inadecuada de los equipos, una coordinación y control pobre de los equipos de protección o insuficiente reserva de generación.

En la Figura 2.2.2., se muestra un diagrama que contiene la clasificación de los problemas de estabilidad de acuerdo a los factores anteriormente descritos.

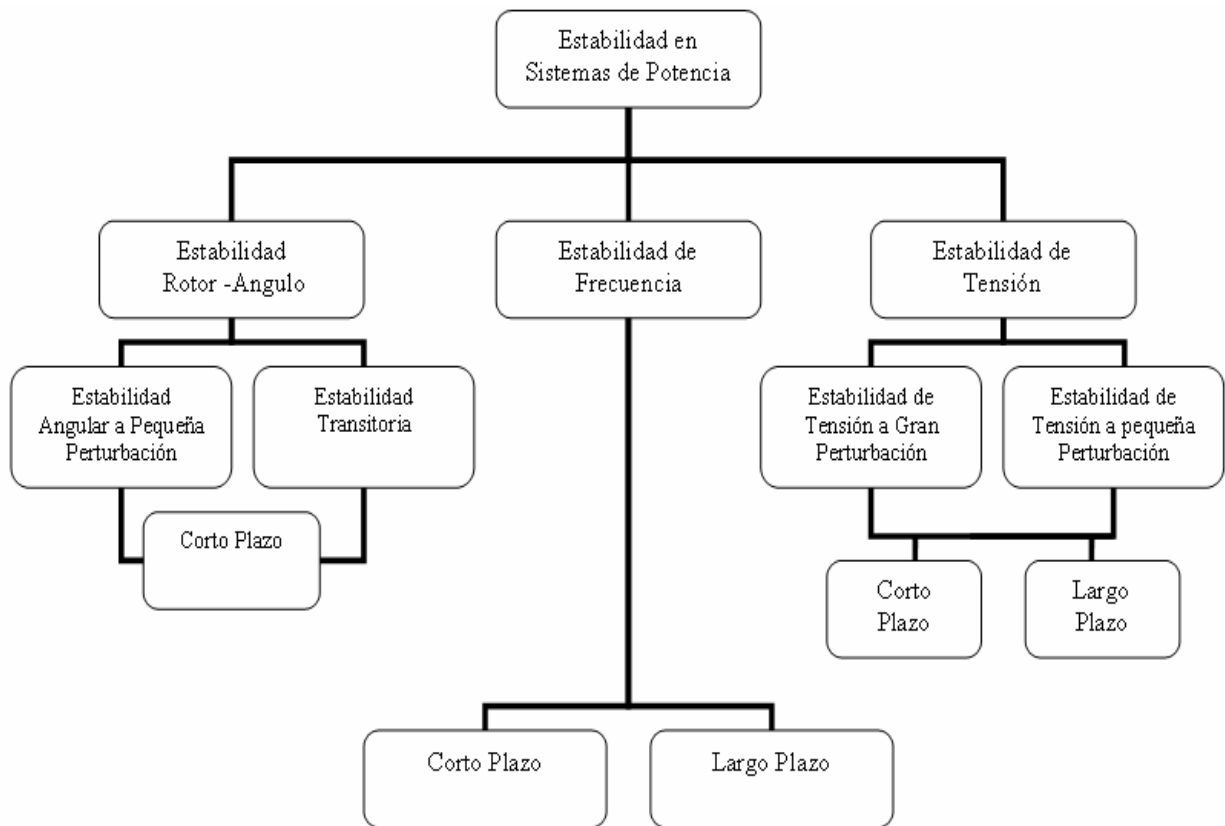


Figura 2.2.2. Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.

2.3. MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD

Existe una gran variedad de métodos de análisis de estabilidad enfocados en la clasificación del problema, ya sea estabilidad angular, frecuencia, tensión, de corto o largo plazo. A continuación se presentan métodos para la evaluación de la estabilidad del sistema de acuerdo con la clasificación anteriormente presentada.

2.3.1. Criterio de Áreas Iguales. ^{[1],[4]}

La ecuación que describe la dinámica del rotor del generador es la de rotación de un sólido rígido. En estudios de estabilidad se considera que los rotores del motor primario (turbina hidráulica, de vapor, de gas, etc) y del generador sincrónico forman un sólido rígido. Suponiendo que la variación de la velocidad del rotor es pequeña se tiene:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{dw}{dt} = P_m - P_e - \frac{D}{\omega_0} (w - \omega_0) \quad (2.31)$$

$$w = \omega_0 + \frac{d\delta}{dt} \quad (2.32)$$

Donde:

H: es la constante de inercia definida como la energía cinética de rotación de rotor del conjunto turbina – generador a la velocidad de sincronismo expresada en magnitudes unitarias de la potencia aparente.

D: es el factor de amortiguamiento.

P_m: es la potencia mecánica

P_e: es la potencia eléctrica

W₀: es la velocidad sincrónica

δ: ángulo del rotor ó ángulo de la fuente de tensión detrás de la reactancia transitoria.

En el análisis de estabilidad transitoria uno de los problemas es determinar cuánto tiempo puede permanecer una falla sin que se produzca la pérdida de sincronismo. La pérdida de sincronismo es consecuencia de que la aceleración experimentada por el rotor del generador durante el período en que permanece la falla, no puede ser absorbida por el sistema cuando esta es despejada.

Este balance de aceleración y desaceleración se evalúa mediante el denominado criterio de áreas iguales.

Para un estudio representativo se analizará el caso de un generador conectado a un nodo de potencia infinita a través de un transformador elevador y dos líneas en paralelo. Ver Figura 2.3.1. En este caso no se tomará en cuenta el factor de amortiguamiento.

Se va a estudiar la estabilidad del generador cuando ocurre una falla trifásica en un punto intermedio de una de las líneas y esta se despeja por la apertura de la línea afectada.

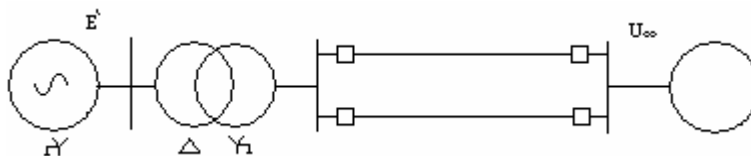


Figura 2.3.1. Diagrama unifilar de un generador conectado a un nodo de potencia infinita a través de un transformador elevador y dos líneas en paralelo.

En este caso, la potencia eléctrica suministrada por el generador viene dada por la expresión:

$$P_e = \frac{E' \cdot U_\infty}{X_e} \text{sen}(\delta) \quad (2.33)$$

Siendo X_e la reactancia equivalente entre la fuente de tensión detrás de la reactancia transitoria y la tensión en el nodo de potencia infinita.

En el diagrama de potencia – ángulo del generador representado en la Figura 2.3.2, se puede observar la potencia eléctrica prefalla transmitida por las dos líneas en servicio en función de la separación angular entre el generador y el nodo de potencia infinita. Ésta aparece definida por la curva P_e^{pref} . Esta curva se intercepta con la línea de potencia mecánica entregada P_m , para un ángulo δ_0 . Cuando sucede la falla, la potencia eléctrica suministrada por el generador disminuye a P_e^f . Es de hacer notar que debido a que la falla ocurre en la mitad de una de las líneas de transmisión, se puede transmitir potencia por la línea sana, sin embargo, si está hubiese ocurrido en la barra, la potencia transmitida se reduciría a cero. Una vez despejada la falla, la potencia transmitida por la línea sana corresponde a la curva P_e^{posf} .

Inicialmente el generador se encuentra a la velocidad de sincronismo con una separación angular δ_0 y con una potencia mecánica de entrada P_m igual a la potencia eléctrica P_e (despreciando las pérdidas del generador). Cuando sucede la falla, la potencia eléctrica transmitida disminuye, originándose un torque acelerante ($P_m > P_e$). De no despejarse la falla entonces el generador saldría de sincronismo. Suponiendo que la falla es despejada en un tiempo t , tal que el ángulo es $\delta < \delta_c$, se tendrá un área acelerante menor al área regenerativa o desacelerante, por lo que el sistema será estable y oscilará de forma amortiguada (debido a las pérdidas del sistema) alrededor del nuevo punto de operación δ_1 . En el caso de el ángulo de despeje sea $\delta > \delta_c$ entonces el sistema perderá la estabilidad.

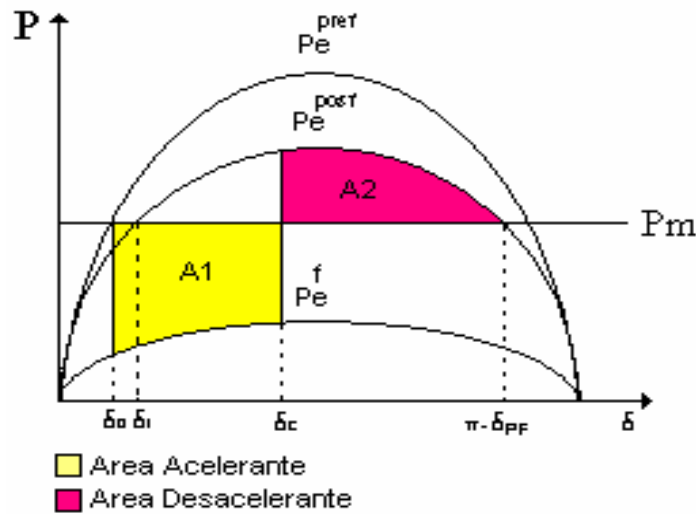


Figura 2.3.2. Diagrama Potencia - Ángulo

Es de hacer notar que la gravedad de la falla viene dada principalmente por los siguientes factores:

El lugar de la falla, el cuál determinará el valor de la reactancia de transmisión $X_{e_{falla}}$. A medida que la impedancia equivalente de una falla en derivación es menor, la reactancia de transferencia es mayor por lo que la potencia transmitida durante la falla será menor. En general, mientras más alejada sea la falla del punto de generación, se tendrá una reactancia de transferencia menor por lo que el pico de la curva P_e^f será mayor. En un sistema que posea un número mayor de líneas de transmisión, los máximos de las curvas P_e^f y P_e^{post} serán mayores para el caso de falla en una línea, lo que favorece a la estabilidad del sistema.

La duración de la falla es otro factor importante en la gravedad de la falla, debido a que esta determinará la energía acelerante total del sistema.

En la Figura 2.3.2, puede observarse que mientras mayor sea el valor de P_m , el área regenerativa o desacelerante disponible será menor.

Otros factores que afectan la estabilidad del sistema, y que pueden ser deducidos de la ecuación clásica de estabilidad (2.31) son la constante de inercia H y el factor de amortiguamiento. Mientras mayor sea H , se tendrá que el sistema será menos sensible a variaciones importantes de ángulo y por consiguiente de velocidad angular.

El factor de amortiguamiento ayuda a la estabilidad del sistema debido a que reduce la magnitud de las oscilaciones en el tiempo. Nótese que en un sistema sin pérdidas (factor de amortiguamiento nulo) las oscilaciones en el sistema producto de una perturbación serían infinitas.

2.3.2. Curvas P -V y Q -V. ^{[5],[6]}

Estos métodos permiten el análisis estático de la estabilidad de tensión en los sistemas de potencia. El método de las curvas P-V consiste en la realización de una serie de simulaciones de flujo de carga donde se escoge una barra o un área representativa del sistema a las que se les aumenta de forma progresiva la potencia transferida, hasta el punto en que las soluciones en los flujos de carga divergen. Este punto de divergencia está cercano al punto de colapso de tensión. El objetivo es determinar la sensibilidad de la tensión con respecto a los niveles de transferencia de potencia activa y de esta manera definir márgenes de seguridad en la transferencia de potencia activa. En la Figura 2.3.3 se muestran curvas P-V típicas.

El método de las curvas Q – V tienen como objetivo, en los estudios de estabilidad de tensión, la definición de márgenes de potencia reactiva. Esta curva se obtiene agregando un condensador sincrónico a la barra de prueba. En las simulaciones de flujo de carga esta barra es del tipo PV, fijándose valores predeterminados de tensión. Si la curva Q – V interseca la línea donde $Q = 0$ como en el caso de transferencia A, el margen de potencia reactiva es positivo y entonces el estado de operación es estable para la tensión. Si la curva Q-V no corta la recta para $Q = 0$ entonces la condición de tensión del sistema es inestable. La condición de transferencia en la cual el margen de potencia reactiva es cero es el punto crítico para el colapso de tensión.

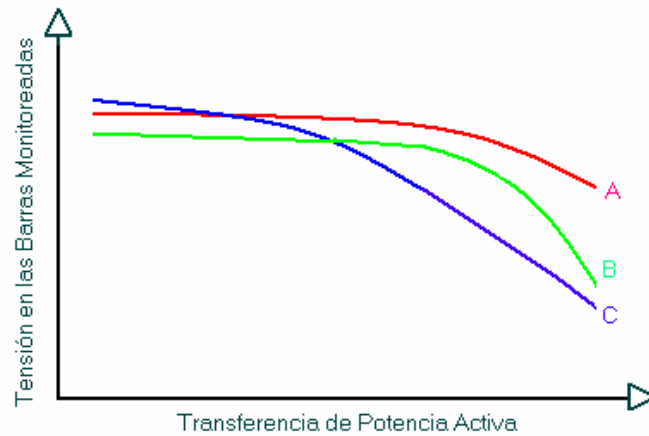


Figura 2.3.3. Curvas típicas P – V para tres barras Monitoreadas

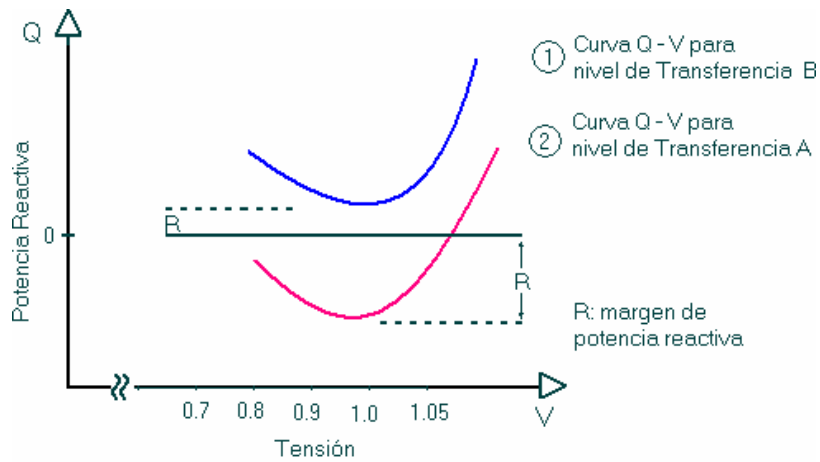


Figura 2.3.4. Curvas Q – V para dos condiciones de transferencia.

2.3.3. Flujo de Carga Óptimo (F.C.O.).

Es un algoritmo para la optimización de la red que incluye las ecuaciones convencionales de flujo de carga en su formulación, funciones de optimización de las variables del sistema y un conjunto de restricciones del sistema. Ejemplos de estas funciones de optimización son: pérdidas de transmisión, costos de generación, límites de transmisión entre áreas, etc.

2.4. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS. ^{[1],[7]}

Conocer el grado de seguridad de un sistema eléctrico es un problema de crucial importancia tanto en áreas de planificación como en la operación del sistema. Las contingencias que se consideran normalmente son las siguientes.

- La falla simple de cualquier elemento del sistema (generador, línea, transformador o reactancia), criterio que se conoce con N-1
- La falla simultánea de dos elementos cualesquiera del sistema eléctrico, criterio conocido como N-2.
- La falla simultánea de líneas en doble circuito que comparten apoyos en un tramo considerable de su trazado.
- En situaciones especiales, la falla del mayor generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

El análisis de contingencias consiste básicamente en realizar múltiples estudios en los cuales se determina el estado de la red tras la pérdida de uno o varios elementos del sistema eléctrico. Se requiere en principio, realizar un flujo de carga para cada una de las contingencias seleccionadas.

El problema consiste en cómo seleccionar con detalle las contingencias a analizar a fin de reducir los tiempos de ejecución, para que ninguna contingencia problemática quede fuera de dicho análisis y siempre dentro de las limitaciones propias del estudio.

El enfoque actual de los programas de análisis de contingencias consiste, por tanto, en realizar una preselección de éstas con base en un criterio aproximado, analizando posteriormente en detalle las fallas etiquetadas como críticas mediante un flujo de carga.

La selección de las contingencias críticas puede estar basada en métodos como Funciones de Energía Transitoria, Sistemas Expertos, Redes neuronales, el Criterio Extendido de Áreas Iguales, etc.

En Venezuela el 65 % de la generación instalada es hidráulica y se ubica en las regiones de Guayana y los Andes, mientras que su complemento es de origen térmico y sus principales núcleos de generación se encuentran en la región Capital, Central y Zuliana.

En este trabajo, para la determinación de la contingencia crítica se realizarán simulaciones dinámicas en las cuales se aplicarán fallas monofásicas sólidas a tierra en los extremos de las líneas de transmisión de la red a 765 kV y bifásicas sólidas a tierra en los extremos de las líneas de transmisión con mayor flujo de potencia en la red a 400 kV y 230 kV para cada condición de despacho de generación utilizado en el cálculo de los límites de transmisión. La contingencia crítica del sistema se determinará comparando el efecto de cada falla en el comportamiento angular de las unidades de generación y las tensiones.

2.5. MODELOS DE CARGA EN SISTEMAS DE POTENCIA ^{[8], [9], [10], [11]}

Recientemente, ha aumentado el interés el desarrollo de modelos de carga, debido a que en sistemas de potencia cada vez más cargados operando con menores márgenes de seguridad, la importancia de una buena aproximación del modelo al comportamiento real del sistema se incrementa.

Aunque el desarrollo de modelos de carga para sistemas de potencia ha ganado mayor atención en los últimos años, su diseño sigue siendo considerado como un tema difícil debido al gran número de componentes que conforman la carga, su distribución en el sistema potencia, la variación de sus componentes en el tiempo, el cambio de su respuesta dinámica de acuerdo con el tiempo de estudio, e incluso en algunos casos por la imprecisa o poca información que se tiene de ella.

A continuación se realiza una breve descripción de los tipos de carga y los modelos utilizados para las mismas.

2.5.1. Características de la Carga

En general los distintos componentes de la carga pueden ser clasificados en uno de los siguientes cuatro grupos:

- Cargas con respuestas dinámicas rápidas, cuyas características eléctricas y mecánicas varían en el rango de tiempo de pocos segundos, como por ejemplo motores de inducción.
- Cargas que presentan discontinuidades frente a variaciones en la tensión, como luminarias fluorescentes, motores con protecciones de tensión, etc.
- Cargas cuya respuesta a variaciones en la tensión no presentan discontinuidades o retrasos como las lámparas incandescentes.
- Cargas cuya variación de demanda de potencia es lenta para cambios en la tensión, como calentadores eléctricos.

Algunos elementos de la carga que son considerados de relevancia su composición son los siguientes:

a) Motores de inducción.

En áreas residenciales, comerciales e industriales una gran cantidad del consumo de potencia proviene de los motores de inducción. Un uso típico de motores de este tipo en áreas residenciales y comerciales, es en compresores para aires acondicionados y refrigeración. Estas cargas requieren aproximadamente un torque constante en función de la velocidad, siendo el tipo de carga más exigente desde el punto de vista de estabilidad. Esto se debe a que

en caso de una reducción de la tensión, el torque eléctrico disminuye cuadráticamente en relación con la magnitud de la tensión, produciéndose una desaceleración en el rotor, ocasionando un aumento en la corriente consumida y una disminución en el factor de potencia de la máquina, que afecta significativamente el proceso de recuperación de la tensión.

Si el torque eléctrico es mayor que el torque mecánico, el motor se reacelerará a valores cercanos a la velocidad nominal. Si no, el motor se desacelerará hasta pararse consumiendo altas corrientes a un bajo factor de potencia y posiblemente provocando la parada de otros motores.

La Figura 2.5.1 muestra la característica típica de torque - velocidad y corriente - velocidad para compresores de aires acondicionados.

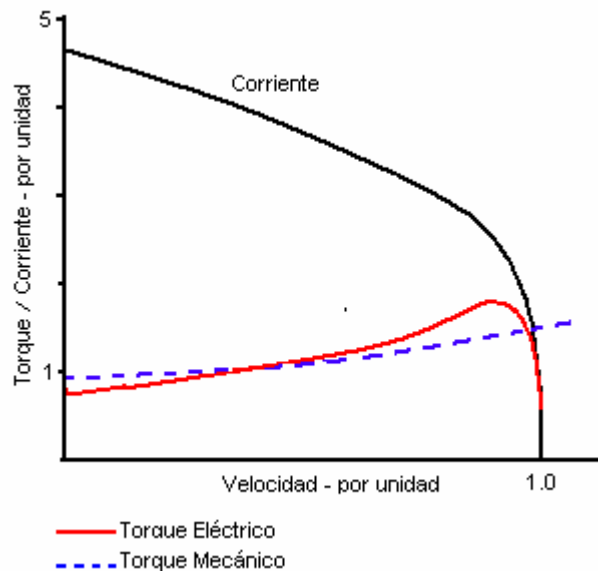


Figura 2.5.1. Característica general Torque - Velocidad, Corriente - Velocidad para compresores de aires acondicionados.

Los tiempos de salida de servicio de estos motores varían de acuerdo con los tipos de protecciones empleadas. Estos tiempos pueden ser de pocos ciclos

mediante el uso de protecciones que responden a niveles bajos de tensión, pocos segundos debido a la actuación de relés de sobrecorriente ó incluso después de muchos segundos por protecciones térmicas del motor. Estos tiempos de salida tienen un papel muy importante en el proceso de recuperación de la tensión.

Por otro lado, bombas, ventiladores y compresores representan más de la mitad de la carga de uso industrial. Típicamente los motores de inducción consumen del 60 al 70 % de la energía en los sistemas de potencia, por lo que su dinámica es muy importante en la estabilidad de tensión.

b) Luminarias.

Las luminarias de vapor de mercurio, vapor de sodio y fluorescentes constituyen la principal clase de luces usadas en la industria y el alumbrado público, además de representar un gran porcentaje en la composición de la carga en áreas comerciales. Estas cargas presentan una característica discontinua frente a variaciones en la tensión, resultando su extinción a valores entre 0.6 y 0.8 p.u.

c) Cargas térmicas.

Un porcentaje importante de la carga en áreas residenciales lo representan los calentadores de agua y hornos eléctricos. En áreas industriales se tienen soldadores y calderas. El comportamiento de estas cargas en estudios de corto plazo es similar al de una impedancia constante. Justo después de la caída de tensión el cambio en la temperatura es poco significativo frente a las variaciones de potencia en la entrada de estos dispositivos. Luego de algunos segundos y después que la producción de calor ha disminuido, el ciclo de encendido debido a los termostatos se incrementa con el propósito de controlar la temperatura. Por otra parte, si la caída de tensión se produce en el ciclo de

apagado del dispositivo las variaciones de tensión no tendrán efecto en él, hasta que el termostato coloque el equipo en el ciclo de encendido.

Para condiciones sostenidas de baja tensión los termostatos trabajarán en el ciclo de encendido por más tiempo y por consiguiente se tendrá un consumo de energía similar al de las condiciones normales. Este tipo de carga tiene un comportamiento de potencia constante en estudios a largo plazo.

d) Cambiadores de toma de transformadores.

Los cambiadores de toma de los transformadores no corresponden a un modelo de carga, pero para niveles de transmisión pueden ser considerados como parte de la carga. Después de una perturbación, los cambiadores de toma reestablecen hasta un cierto punto los niveles de sub-transmisión y distribución, afectando el comportamiento de las cargas sensibles a la tensión. El reestablecimiento de la tensión y por consiguiente el incremento de esas cargas puede llevar al sistema a una inestabilidad de tensión. El proceso de reestablecimiento de la tensión debido a los cambiadores de toma puede llevar varios minutos, por lo que es considerado en estudios de largo plazo.

2.5.2. Modelos Normalizados de la Carga.

Un modelo puede definirse como un conjunto de ecuaciones que describen la relación entre la entrada y la salida de un sistema. En el caso de los modelos de carga, estas representaciones matemáticas vinculan el voltaje y/o la frecuencia en una barra del sistema con la potencia activa y reactiva consumida por la carga. Los modelos de carga pueden clasificarse en dos categorías principales:

- a) Modelos estáticos de carga:** estos modelos no dependen del tiempo, por consiguiente describen la relación entre la magnitud de la tensión, la frecuencia en una barra y la potencia activa y reactiva consumida por la carga de igual

manera en dos instantes de tiempo distintos para valores coincidentes de las variables del modelo.

- b) Modelos dinámicos de carga:** estos modelos describen el comportamiento de la carga en el tiempo a través de ecuaciones diferenciales y son diseñados en función de la escala de tiempo en que serán utilizados.

Para la utilización de modelos dinámicos es necesaria la especificación de las condiciones iniciales para las variables de estado previstas. Estos valores iniciales corresponden por lo general a condiciones físicas reales del sistema.

Los modelos dinámicos pueden ser combinados para lograr la representación del comportamiento del fenómeno en estudio para distintas escalas de tiempo. Esto representa una ventaja porque permite su utilización de forma extendida y minimiza el número de condiciones iniciales requeridas por las ecuaciones diferenciales de los modelos.

2.5.3. Modelos Físicos vs Modelos de “Caja Negra”.

Los modelos físicos son aquellos que están basados en las leyes que rigen el comportamiento del fenómeno en estudio. Por esta razón se requiere para su construcción el conocimiento del fenómeno y las variables características de mayor importancia.

Un modelo básico que contenga las leyes elementales, podrá ser usado dependiendo del nivel de exactitud que se requiera en el estudio. Para fenómenos complejos, donde la cantidad de variables características es muy grande o el comportamiento individual de cada una de ellas no es determinante, sino que es el efecto integrado de todas las variables el que describe el comportamiento real del sistema, el desarrollo y uso de modelos físicos puede resultar muy complicado. Debido a la dificultad de los modelos físicos en algunas situaciones, se desarrollan los modelos llamados “cajas

negras”. Los modelos “cajas negras” son aquellos que están basados en relaciones empíricas entre señales de entrada y salida del sistema.

2.5.4. Caracterización de la Carga.

Existen dos aproximaciones que son usadas para el desarrollo de modelos de carga. La primera aproximación está basada en mediciones del comportamiento del sistema de carga. Esta involucra mediciones directas en subestaciones, para determinar la sensibilidad de la potencia activa P y reactiva Q de la carga con respecto a parámetros como la tensión y la frecuencia. Estas mediciones “in situ” se realizan frente a perturbaciones programadas, eventos imprevistos y durante la operación normal del sistema. A partir de estos datos se asume la estructura del modelo. Las técnicas usadas para su determinación están relacionadas con la complejidad del modelo asumido y las características de las mediciones.

La ventaja de esta aproximación es que no requiere de un conocimiento detallado de las leyes físicas que describen el comportamiento del fenómeno, debido a que con el uso de los datos obtenidos de las mediciones, se establecen relaciones de entrada – salida cuyas variables no coinciden necesariamente con las del fenómeno físico.

Una de las desventajas de la aproximación basada en mediciones, radica en que se debe disponer de un número considerable de mediciones de diversa índole, lo que implica la inversión en los equipos necesarios para tal fin.

La segunda aproximación para el desarrollo de modelos de carga se fundamenta en el conocimiento de los componentes de la carga. En una subestación se puede representar la carga de acuerdo con su tipo: residencial, industrial, comercial y rural. Los datos sobre la composición de la carga describen el porcentaje de cada elemento de acuerdo con los tipos de carga. Estos elementos pueden ser aires acondicionados, calentadores, luminarias, motores de inducción, etc. Los datos característicos están relacionados con el comportamiento individual de cada elemento de carga. Por

ejemplo, para un motor de inducción se tienen datos característicos de la relación potencia, torque, deslizamiento.

La ventaja principal de la segunda aproximación es que no se requiere de mediciones de campo, además de su facilidad para adaptarla a las condiciones variantes del sistema.

Para conseguir un modelo que represente con mayor exactitud el comportamiento real de la carga del sistema, es recomendable el uso de las dos aproximaciones de forma combinada, para lograr así los ajustes requeridos. La ventaja principal del uso combinado de éstas dos aproximaciones es que se puede plantear las relaciones mediante el uso de leyes físicas, con el nivel de detalle que resulte conveniente de acuerdo a la complejidad o conocimiento del fenómeno y con la incorporación de variables de entrada – salida realizar ajustes mediante el uso de las mediciones. De esta manera se tendrá un modelo cuyas características generales estarán regidas por leyes físicas y cuyos ajustes pueden ser realizados mediante los datos obtenidos de las mediciones a través de las variables de entrada – salida.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

3.1. Objetivos

A continuación se presenta el objetivo general y los objetivos específicos del presente estudio.

3.1.1. Objetivo General

Determinar los diferentes límites de transmisión propuestos para los escenarios de los años 2005 y 2012, y revisar los criterios de Planificación y Operación del SIN en régimen dinámico, en lo referente a la modelación de la carga en el área de ENELVEN – ENELCO y a las tensiones en barra una vez despejada la falla.

3.1.2. Objetivos Específicos

- Determinación de los límites de transmisión del SIN para los escenarios del 2005 y 2012, considerando las ampliaciones en transmisión y generación previstas por las empresas del sector.
- Revisión de los criterios de planificación del SIN en régimen dinámico, referido a las tensiones mínimas permitidas en barra una vez despejada la falla.
- Investigación de aspectos relacionados con la modelación de los distintos tipos de carga del SIN, especialmente en el área de ENELVEN – ENELCO.

3.2. METODOLOGÍA EMPLEADA

Para la determinación de los límites de transmisión, se realizaron las siguientes actividades y se establecieron las premisas que se describen a continuación:

- Se actualizaron los casos bases de los años 2005 y 2012, a partir del caso base existente del año 2004 en el Departamento de Estudios de Ingeniería de Transmisión de CVG. EDELCA. En esta actividad se efectuó una comparación de la topología y parámetros principales del sistema de transmisión y generación del SIN en los niveles de 765, 400, 230, 138 y 115 kV, según la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados OPSIS, con el caso base del 2004 disponible en el departamento. Se realizaron las modificaciones y ampliaciones respectivas en los casos bases de los años 2005 y 2012, con base en la información proporcionada por OPSIS y los planes de expansión de cada una de las empresas del sector eléctrico. ^{[14], [15], [22]}
- Se planteó un escenario de generación factible, ajustando el número de unidades de generación de acuerdo con la información suministrada por OPSIS referida al desempeño de las unidades.
- Se varió la transferencia de potencia, ajustando adecuadamente la generación en las distintas áreas del sistema. Esto se hizo así debido a que el estudio se realizó con carga constante correspondiente a la máxima coincidente prevista para cada año.
- Para el estudio en régimen permanente previo a la falla, realizado a través de las simulaciones de flujo de carga, se consideró el ajuste de los cambiadores de toma de los transformadores y los reactores y compensadores del sistema. Además, se utilizó la compensación serie y en derivación disponible en el sistema y se consideró el aumento de tensión en los terminales de las plantas de generación. Estos ajustes se realizaron con la finalidad de mantener los niveles tensión dentro de los criterios permitidos para régimen permanente en condiciones normales de operación.

- Para el estudio en régimen permanente posterior a la contingencia no se consideró el redespacho de carga en el sistema, es decir que los niveles de generación en las plantas permanecieron constantes una vez despejada la falla.
- Se colocó fuera de servicio la compensación en los casos donde ésta estuviese asociada al elemento fallado. No se consideraron casos de rechazo de generación, ni botes de carga.
- Para el estudio en régimen dinámico no se consideró ninguna modificación al sistema, excepto las realizadas de forma automática por los elementos de protección del sistema, para el despeje de las fallas.
- Las contingencias consideradas para la determinación de los límites de transmisión fueron las siguientes:

Falla monofásica en la línea de transmisión N°1 Guri - Malena a 765 kV

Falla monofásica en la línea de transmisión N°1 Malena - San Gerónimo a 765 kV

Falla monofásica en la línea de transmisión San Gerónimo – La Arenosa a 765 kV

Falla monofásica en la línea de transmisión San Gerónimo – O.M.Z a 765 kV

Falla monofásica en la línea de transmisión O.M.Z – La Horqueta a 765 kV

Falla monofásica en la línea de transmisión La Horqueta – La Arenosa a 765 kV

Falla monofásica en la línea de transmisión La Arenosa - Yaracuy a 765 kV

Falla bifásica en la línea de transmisión La Arenosa – Yaracuy a 400 kV

Falla bifásica en la línea de transmisión Yaracuy – El Tablazo II a 400 kV

Falla bifásica en la línea de transmisión Planta Centro – Yaracuy a 400 kV

Falla bifásica en la línea de transmisión Morochas – El Tablazo a 230 kV

Falla bifásica en la línea de transmisión Morochas – Buena Vista a 230 kV

- Todas las contingencias fueron simuladas en ambos extremos de las subestaciones terminales de las líneas afectadas a fin de determinar la localización más severa. Éste es el punto donde el tipo de falla resulta más perjudicial para la estabilidad del sistema. Se asumió que para las contingencias consideradas, la falla en las líneas de transmisión es lo suficientemente cercana a la barra para simularla en ésta. Las fallas se simularon siempre en su localización más severa.
- El programa de estabilidad sólo mantiene la identidad de la red de secuencia positiva. Para simular una falla en derivación desbalanceada en el sistema, fue necesario determinar el equivalente que presentan las redes de secuencia negativa y cero en el punto de la falla, a fin de colocarla en la red de secuencia positiva para simular la ocurrencia de la misma. Para los casos de una falla monofásica a tierra, la impedancia equivalente es igual a la suma de las redes de secuencia negativa y cero vistas desde el punto de falla. Para una falla bifásica a tierra, la admitancia equivalente a ser colocada en la red de secuencia positiva, corresponde al paralelo de las impedancias de Thevenin de las secuencias negativa y cero en el punto de falla.

La metodología empleada para la determinación de los Límites de Transmisión en las distintas áreas del SIN, en los escenarios planteados (casos bases de los años 2005 y 2012), es la que se indica a continuación y que corresponde al flujograma de la Figura 3.2.1.

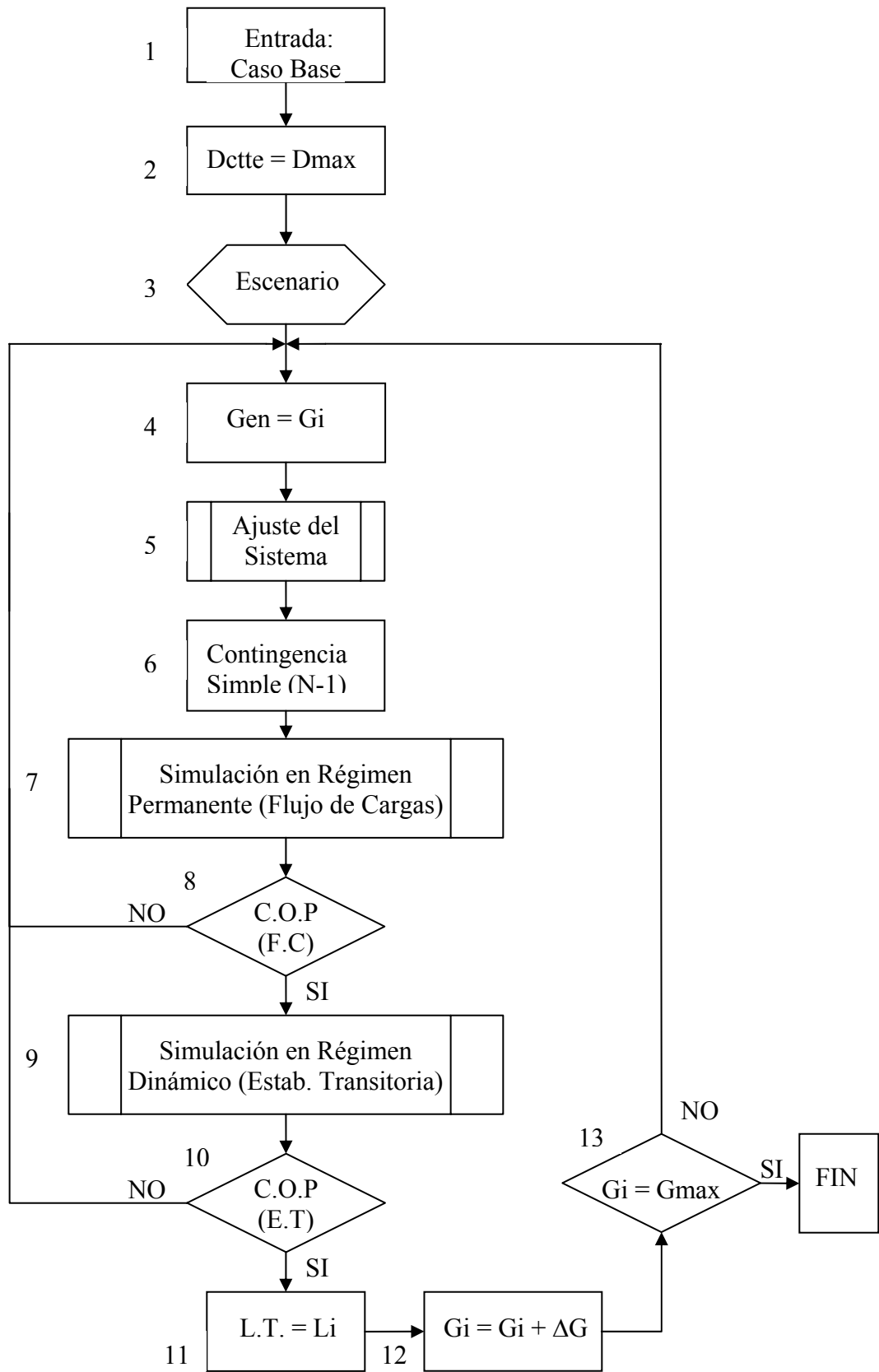


Figura 3.2.1. Flujograma para la determinación de los Límites de Transmisión de Potencia

A continuación se explica cada punto del flujograma utilizado para el cálculo de los límites de transmisión.

1. Se plantea el “caso base”. Este es el punto de partida de las simulaciones, debido a que en él están las condiciones iniciales de generación e intercambio de potencia entre áreas. Se escogió una unidad de la planta hidroeléctrica Guri II (unidad N° 11) como barra de compensación “swing” por ser ésta la de mayor capacidad de generación del sistema, para ser controlada durante el proceso, debido a que el intercambio depende de la relación entre la generación y la demanda entre áreas.
2. Se establece la demanda máxima del sistema para el año en estudio. Esta permanece constante en la determinación de los límites de transmisión.
- 3, 4. En este paso se particulariza el estudio dependiendo del área del sistema donde se calculan los límites de transmisión. Para ello se plantea un escenario de generación factible, en el que se maximice la transferencia entre las áreas de estudio.
5. En este punto se realizan los ajustes necesarios del sistema para mantener un adecuado perfil de tensión en las redes internas.
6. Se simula una condición de contingencia simple (N-1).
- 7, 8. Se realiza un nuevo análisis en régimen permanente, mediante simulaciones de flujo de carga, con el estado del punto 6 y se verifica que el sistema cumple con los criterios planteados (ver Capítulo II: Sección 3.5). Si se cumplen con estos requisitos se pasa al punto 9, de lo contrario se varía de forma adecuada la generación y se regresa al punto 5.
9. Se efectúa la simulación en régimen dinámico del sistema. Para ello, se utiliza el caso en estudio previamente simulado en el punto 7, se aplica la contingencia del punto 6 y

se procede a su corrida. Los tiempos de las simulaciones son de $t_s = 5s$, siendo el paso de integración utilizado $t_i = 0.0083$ correspondiente a medio ciclo.

En el estudio de sensibilidad debido a problemas de convergencia numérica se utilizaron pasos de integración reducidos a valores de $t_i = 0.002$ s correspondientes a 1/8 de ciclo.

Las variables monitoreadas son: ángulos de los generadores, tensión en todas las barras a 765 kV y barras representativas a 400 y 230 kV. Se registró además el flujo de potencia a través de las líneas que definen la Exportación EDELCA y la Exportación Yaracuy. Se monitoreó la variación de frecuencia en barras importantes de generación como Guri, Planta Centro, Tocoa, Termostulia, Ramón Laguna y San Agatón.

10. Una vez realizada la simulación se verifica el cumplimiento de todos los criterios de operación se evalúa la estabilidad angular y de tensión del sistema. Si son satisfechas éstas condiciones, se establece el nivel de transferencia asociado como un valor preliminar de límite de transmisión. De lo contrario, se regresa al punto 4.

11,12,13. El Límite de transmisión para un escenario se establece cuando se consigue la máxima transferencia de potencia para las condiciones dadas, cumpliendo con todos los criterios de planificación y operación del sistema.

Para la determinación de los límites de transmisión en el estudio de sensibilidad, se utilizó la metodología descrita anteriormente, realizando un cambio por simulación en los criterios de operación o en el modelo de carga. Esto se realizó con la finalidad de observar con más claridad el efecto producido por las variaciones de cada uno de los parámetros en estudio.

3.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. ^[15]

Para el año 2004 se describe brevemente el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de la siguiente manera:

3.3.1. Energía suministrada por CVG EDELCA.

Los desarrollos hidroeléctricos construidos por CVG EDELCA en la región de Guayana, satisfacen los requerimientos de energía eléctrica de los grandes y medianos consumidores radicados en la zona, así como la mayor parte de los requerimientos del país, los cuales son suministrados mediante un sistema de transmisión que opera a 765 kV, 400 kV, y 230 kV. Esta red de transmisión se interconecta a su vez con los sistemas eléctricos propiedad de CADAPE, La Electricidad de Caracas, ENELVEN y ENELCO, las cuales finalmente llevan el servicio eléctrico a sus clientes a lo largo de la geografía nacional.

3.3.2. Sistema Oriental.

El suministro de energía al sistema oriental se realiza a través de la red a 230 kV y 400 kV. La red a 230 kV se origina en la subestación Guayana “A” y se extiende hasta la subestación Barbacoa, pasando por las subestaciones Bolívar y El Tigre respectivamente. A su vez desde la subestación el Tigre se presenta otro sistema conformado por dos líneas a 230 kV que llegan hasta la subestación Casanay ubicada en la región nororiente pasando previamente por la subestación El Indio. A nivel de 400 kV, la red parte desde Guri y se prolonga hasta la zona central del país en la subestación San Gerónimo pasando por la subestación El Tigre.

Ambas subestaciones forman parte anillo a 400 kV que representa el sistema de transmisión más importante para el suministro de cargas eléctricas correspondientes al sector petrolero, en el complejo petroquímico de Jose, conformado por las subestaciones El Tigre, Barbacoa II, Jose y San Gerónimo. Otra parte del Sistema a 400 kV, que da suministro al sistema oriental parte del Sistema Regional de CVG

EDELCA a 400 kV y llega hasta la subestación El Furrial pasando por la subestación Palital.

3.3.3. Sistema Central.

En el sistema central se encuentran dos redes a 400 kV que no tienen interconexión entre sí a este nivel de tensión. La primera red está representada por la interconexión a 400 kV entre las subestaciones San Gerónimo – Santa Teresa – Ciudad Lozada.

La segunda red a 400 kV en el sistema central está conformada por las subestaciones La Horqueta, La Arenosa, Planta Centro y Yaracuy. Las dos primeras se encuentran interconectadas mediante dos líneas de transmisión, mientras que la subestación Planta Centro se interconecta con la subestación La Arenosa a través de tres líneas de transmisión a 400 kV. Desde la subestación Planta Centro se extiende otra línea hasta la subestación Yaracuy 400 kV. Esta última subestación presenta un nexo adicional a 400 kV con la subestación La Arenosa.

3.3.4. Sistema Occidental

La exportación de energía hacia la zona occidental se realiza desde la subestación Yaracuy por medio de tres líneas a 400 kV hasta la subestación El Tablazo, una línea doble terna a 230 kV hasta la misma subestación, pasando por la subestación Las Morochas II y dos líneas a 230 kV desde la subestación Yaracuy hasta las subestaciones Barquisimeto y Cabudare.

Para el suministro de ENELVEN, la Red Troncal atraviesa el lago de Maracaibo mediante tres cables a 230 kV desde la subestación El Tablazo hasta la zona occidental del lago, así como la existencia de dos líneas a 400 kV que cruzan el lago y permiten un nexo fuerte de interconexión entre la Costa Oriental y la Occidental del Lago de Maracaibo.

En la red Occidental se encuentra otro sistema a 230 kV que tiene como objetivo suplir de energía eléctrica la región andina. Esta acción se lleva a cabo mediante la línea Las Morochas II - Buena Vista. Desde Buena Vista sale una línea, aislada a 400kV y operando a 230 kV, hacia la subestación Uribante pasando por la subestación El Vigía II. En Uribante se presentan adicionalmente dos líneas a 230 kV hacia la subestación El Corozo.

Existen cuatro puntos de suministro de energía eléctrica a Colombia desde el Sistema Eléctrico Nacional, dos de ellos en las subestaciones Apure y Táchira 13.8 y 115 kV respectivamente y una a 230 kV por el estado Táchira, a través de una línea doble circuito entre las subestaciones El Corozo en Venezuela y San Mateo en Colombia. Al norte por el estado Zulia a través de una línea a 230 kV entre las subestaciones Cuestecitas (Colombia) y Cuatricentenario (Venezuela).

3.3.5. Red Troncal de Transmisión.

El Sistema Troncal de Transmisión está caracterizado por ser un sistema capaz de transportar grandes bloques de energía a grandes distancias y a niveles de tensión muy elevados, utilizando subestaciones y líneas de extra alta tensión. Esto se debe a que Venezuela es uno de los pocos países del mundo que posee un gran potencial de energía hidroeléctrica concentrado en una localización geográfica muy particular. Esto hace que se tengan grandes plantas de generación como Guri, Macagua y Caruachi situadas en la región sur del país, mientras los grandes centros de carga están ubicados en la región norte – costera del país.

3.3.6. Sistema Troncal de CVG. EDELCA

El sistema a 765 kV tiene su origen en la subestación Guri “B” a 765 kV y se extiende hacia el centro del país mediante tres líneas que llegan hasta la subestación San Gerónimo pasando por la subestación de corte Malena. A partir de San Gerónimo se presentan enlaces hacia las subestaciones Sur, La Horqueta y La Arenosa, ubicadas en la región centro norte del país. Estas a su vez, están unidas entre sí formando una

configuración de anillo. Adicionalmente existe una línea a 765 kV que interconecta la subestación la Arenosa con la subestación Yaracuy y permite reforzar la interconexión centro occidental del país.

El sistema de transmisión de 400 kV de CVG EDELCA tiene como origen el patio de Guri "A" y se extiende hacia la región centro oriente del país por medio de tres líneas de transmisión. Las dos primeras llegan hasta la subestación Santa Teresa ubicada en el área central del país, pasando previamente por las subestaciones El Tigre y San Gerónimo, mientras que la tercera llega hasta la subestación el Tigre pasando por la subestación La Canoa.

Existe otra red a 400 kV que tiene como origen el sistema del Bajo Caroní y se extiende hacia la subestación El Furrial pasando por la subestación Palital. Este sistema tiene como objetivo reforzar la red y dar suministro a los desarrollos petroleros establecidos en la zona.

En el sistema Centro - Occidente CVG EDELCA construyó la tercera línea a 400 kV Yaracuy - El Tablazo así como también realizó el cruce al Lago de Maracaibo con dos líneas a 400 kV El Tablazo - Cuatricentenario.

En el nivel de 230 kV CVG EDELCA dispone de una línea doble terna Guri "A" Guayana "A", para alimentar el Sistema Regional "A".

En Agosto de 2001 se puso en servicio el sistema sureste que interconecta a Venezuela con Brasil a través de una Línea a 400 kV de 298 km y una línea a 230 kV de 215 km de longitud, que salen desde Macagua hasta la subestación Santa Elena de Uairén.

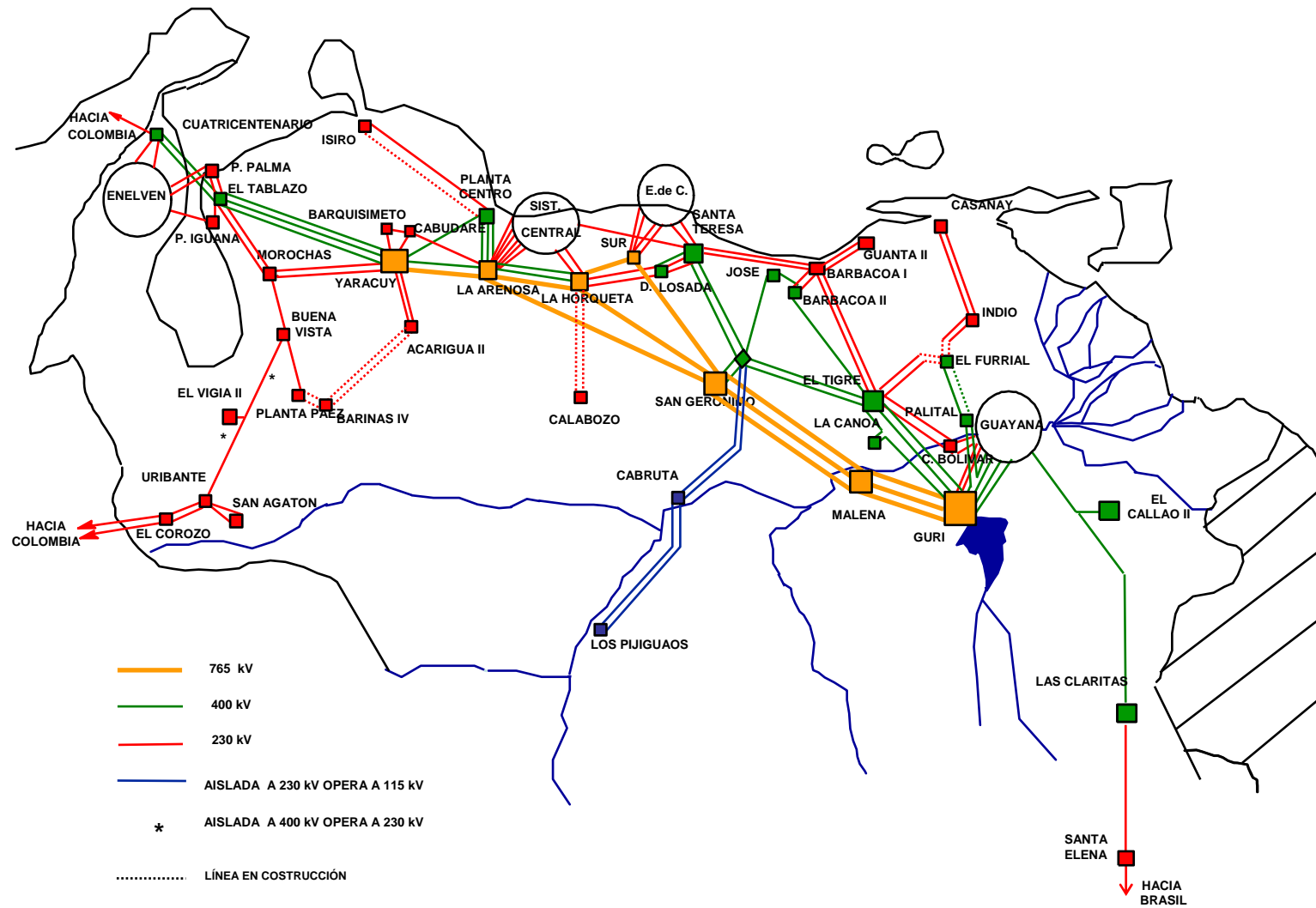


Figura 3.3.1. Sistema Eléctrico Nacional. Red Troncal de Transmisión del Año 2005.

3.4. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL SIMULADO.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) planteado para los años 2005 y 2012, se encuentra dividido en siete áreas definidas por la zona de influencia de las grandes compañías del sector, a su vez cada área se divide en zonas delimitadas principalmente por su ubicación geográfica.

La red de EDELCA, es modelada en su totalidad incluyendo los niveles de tensión de 765, 400, 230, 115 y de forma parcial en los niveles de tensión a 34.5 kV y 13.8 kV. La red de CADAFE se modela en detalle incluyendo los niveles de tensión de 400, 230 y 115 kV. La red de ENELVEN y ENELCO se modela en detalle incluyendo los niveles de tensión de 400, 230, 138 y 115 kV. La Electricidad de Caracas se modela hasta los niveles de 230 y 69 kV, y la red de ENELBAR, se representa hasta 230 y 115 kV.

En términos generales y siguiendo los criterios de modelación establecidos en el Departamento de Estudios de Ingeniería de Transmisión de CVG EDELCA para representar el SEN con el programa PSS/E 28, el caso base analizado para el año 2005 está constituido por un total de 862 barras, 1675 ramas y 101 unidades de generación, cada una de ellas es representada por su modelo de generador, sistema de excitación y gobernador-turbina correspondiente. El caso base para el año 2012 está constituido por un total de 947 barras, 1878 ramas y 151 unidades de generación. Además de esto, se incluyen todos los equipos de compensación existentes en la red para los niveles de tensión indicados.

3.5. HIPÓTESIS Y CRITERIOS ASUMIDOS EN LAS SIMULACIONES.

[16], [20]

Las hipótesis y criterios asumidos en las simulaciones realizadas, corresponden a los empleados normalmente por las empresas que constituyen el Sistema Interconectado Nacional.

3.5.1. Estudio en Régimen Permanente:

- En condiciones normales el sistema debe operar con tensiones comprendidas dentro del rango de 0.95 a 1.05 p.u. para tensiones superiores o iguales a 230 kV, no permitiéndose sobrecargas de ningún tipo.

3.5.2. Estudio en Régimen Dinámico:

- Las tensiones instantáneas una vez despejada la falla no deben ser menores de 0.8 p.u., ni deben permanecer por debajo de 0.9 p.u. por un lapso mayor a un segundo.
- La carga será representada por: 60% Potencia activa y reactiva constante, 40 % Impedancia constante. Modelo ZIP: 60% P,Q; 40% Z constantes.
- Se asume que las fallas en las líneas son tan cercanas a la subestación que se consideran en barra con una impedancia de cero ohm. A nivel de 765 kV el tipo de falla considerada es la monofásica sólida a tierra. A nivel de 400 y 230 kV se considera que la falla es bifásica sólida a tierra.
- El tiempo de despeje de las fallas son de 75 ms para los niveles de 765, 400 kV y de 100 ms para 230 kV.

Para la realización del estudio de sensibilidad con respecto a la tensión instantánea una vez despejada la falla, este criterio se varía.

El criterio utilizado para la representación de la carga se varía cuando se incluyen los modelos de carga en las áreas de ENELVEN y ENELCO, en estos casos la representación de carga en el resto del sistema permanece como 60 % potencia constante y 40 % impedancia constante para la determinación de los límites de transmisión. Además se realizan ajustes en este criterio, en el estudio de sensibilidad de los límites de transmisión asociado a la composición del modelo clásico de carga ZIP.

La selección de la contingencia más severa se realizó de acuerdo con las simulaciones realizadas en el sistema bajo diversas condiciones de operación.

En el nivel de tensión 765 kV no se considera a la ocurrencia de fallas trifásicas y bifásicas a tierra, debido a que la configuración de las líneas hace poco probable la ocurrencia de las mismas a diferencia de los niveles de tensión de 400 y 230 kV donde si se considera la ocurrencia de fallas bifásicas.

3.6. HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EMPLEADA. ^{[23], [24]}

Para la determinación de los límites de transmisión se utilizó el paquete de programas “Power System Simulator” PSS/E-28, diseñado por Power Technologies, Inc (PTI), utilizado con licencia por CVG Electrificación del Caroní, EDELCA.

El PSS/E es un programa estructurado alrededor de un conjunto de actividades que pueden ser ejecutadas a través de comandos de usuario a fin de desarrollar cálculos y operaciones de entrada - salida en un archivo que contiene los datos del sistema. El PSS/E contiene tres módulos de programas de actividades, los cuales agrupan los comandos de usuarios referidos a actividades de flujo de carga, cortocircuito y simulación dinámica.

El módulo de flujo de carga incluye actividades para implementar cuatro métodos iterativos de flujo de carga. Estos métodos o algoritmos son los de Gauss- Seidel, Newton Raphson, Newton-Raphson desacoplado y Newton – Raphson desacoplado con gradiente fijo. Este módulo también dispone de actividades que permiten realizar modificaciones a la topología del sistema, y reportar el listado de resultados y datos del sistema en régimen permanente.

El módulo de cortocircuito está basado en la representación del sistema en componentes simétricas. La red de secuencia positiva es especificada a través de actividades del módulo de flujo de carga, mientras que las redes de secuencia negativa y cero se especifican a través del módulo de cortocircuito. Este módulo incluye actividades para el cálculo de variables del sistema en condiciones de desbalance de la red, que de forma similar al flujo de carga, permiten el análisis de fallas tanto simétricas como asimétricas.

El módulo de simulación dinámica está compuesto de actividades que permiten la realización de simulaciones y un conjunto de modelos de elementos de la red tales como generadores, sistemas de excitación, sistemas de gobernación, relés, cargas, entre otros. Estos modelos dinámicos están constituidos por subrutinas que a partir de parámetros específicos definidos por el usuario y los valores iniciales de las variables de estado, determinan mediante la resolución de las ecuaciones diferenciales de cada modelo la respuesta del sistema en régimen dinámico. La sección dinámica del PSS/E también contiene un conjunto de actividades relacionadas con el manejo de la data dinámica, así como actividades que permiten realizar pruebas a equipos de unidades de generación, como excitatrices y gobernadores.

Para la representación gráfica las variables especificadas como canales de salida en la simulación dinámica, existe en el PSS/E un módulo llamado PSSPLT.

3.7. DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN.

Las áreas de intercambio de potencia consideradas en este estudio para establecer los límites de transmisión son: Exportación EDELCA, Importación Centro, Importación Centro - Occidente y Exportación Yaracuy. La determinación de los límites de transmisión para la Importación EDC, y la Importación ENELVEN no fue contemplada. Las áreas de intercambio están definidas según OPSIS ^[14], tal como se muestran en las Tablas 3.7.1, 3.7.2, 3.7.3, 3.7.4.

Tabla 3.7.1. Nexos que definen la Exportación EDELCA

Exportación EDELCA			
De: Punto de Medición	Hacia:	Líneas y Transformadores	Nivel (kV)
Guri B	Malena	L1, L2, L3	765
Guri A	El Tigre	L1, L2	400
Guri A	La Canoa	L1	400
Guayana A	Ciudad Bolívar	L1, L2	230
Palital	El Furrial	L1, L2	400

Tabla 3.7.2. Nexos que definen la Importación Centro

Importación Centro			
De: Punto de Medición	Hacia:	Líneas y Transf.	Nivel (kV)
La Horqueta	La Horqueta	T1	765/400
La Horqueta	La Horqueta	T1	765/230
La Arenosa	La Arenosa	T1, T2	765/230
O.M.Z.	O.M.Z.	T1, T2	765/230
Santa Tereza	San Gerónimo	L1, L2	400
Santa Tereza	Barbacoa	L1, L2	230
San Gerónimo	San Gerónimo	T1, T2	400/115
Yaracuy	Yaracuy	T1	765/400
Yaracuy	Yaracuy	T1	765/230

Tabla 3.7.3. Nexos que definen la Importación Centro - Occidente

Importación Centro – Occidente			
De: Punto de Medición	Hacia:	Líneas y Transf.	Nivel (kV)
La Arenosa	Yaracuy	L1	765
La Arenosa	Yaracuy	L1	400
Planta Centro	Yaracuy	L1	400
La Arenosa	Cabudare	L1	230

Tabla 3.7.4. Nexos que definen la Exportación Yaracuy

Exportación Yaracuy			
De: Punto de Medición	Hacia:	Líneas y Transf.	Nivel (kV)
Yaracuy	El Tablazo II	L1, L2, L3	400
Yaracuy	Las Morochas	L1, L2	230
Yaracuy	Acarigua II	L1, L2	230

Notas: Para el escenario del año 2005, se incluye la segunda línea de transmisión a 400 kV Palital – El Furrrial. Para el escenario del caso base del año 2012, se incluyen las líneas de transmisión previstas en los nexos de interconexión entre áreas. Para el caso de la Importación Centro - Occidente, se incluye la segunda línea de transmisión a 765 kV La Arenosa – Yaracuy.

3.7.1. Caso Base del Año 2005.

Para el caso base del año 2005, el ajuste de la generación se realizó en proporción a los despachos de carga del SIN en horas de máxima demanda y de acuerdo con el crecimiento de la capacidad instalada de generación por área. El número de unidades de generación en servicio en el caso base se ajustó de acuerdo con la información obtenida de OPSIS referente a el desempeño de las unidades.

Los ajustes en el despacho de generación se hizo de tal forma que no coincidieran varias unidades de generación operando al mínimo en un área determinada, tratando que las unidades estuviesen cercanas al punto de generación nominal. Debido a esto, en algunos casos se colocaron fuera de servicio algunas unidades de generación consideradas en el caso base.

El ajuste de la demanda en el SIN se realizó de acuerdo con los siguientes criterios.

- En los casos en que se dispuso de información referente a la demanda por subestaciones, se ajustó la carga en cada una de ellas y posteriormente se escaló la carga total del área a la prevista en el informe abajo mencionado.
- Cuando no se dispuso de la información de la demanda por subestaciones, el ajuste se realizó por zona o área, manteniendo la proporción y factor de potencia existente en cada subestación.

Las demandas empleadas en los casos bases de los años 2005 y 2012 son las obtenidas de las proyecciones suministradas por las empresas eléctricas, además de las tomadas del informe “Pronósticos de energía y potencia del Sistema Eléctrico Nacional período 2002 - 2021” ^[22], correspondientes al escenario N°1, el cual considera el crecimiento de mayor probabilidad de ocurrencia en el sector industrial de Guayana y un crecimiento moderado en los sectores industrial, residencial y comercial del país. El factor de coincidencia utilizado para la demanda del sistema fue de 0,92.

En el Anexo VI, se encuentra una lista de los modelos correspondientes a los generadores, sistemas estabilizadores de potencia, sistemas de excitatriz utilizados para la simulación dinámica del Sistema. También se incluyen modelos de los compensadores estáticos.

3.7.2. Caso Base del Año 2012.

El caso base del año 2012 corresponde a un escenario horizonte, donde se estima estarán en servicio plantas de generación importantes como Tocoma, El Sitio, La Vueltoza, Guanta, Costa Occidental, Termobarrancas, entre otras. Además se prevee estarán en funcionamiento obras de transmisión importantes como la segunda línea a 765 kV La Arenosa – Yaracuy, el sistema Guanta – Cumana II – Casanay a 230 kV, entre otras.

Para la realización del escenario correspondiente al año 2012 se tomó como partida el caso base del año 2005, incorporando las ampliaciones previstas para la fecha por las distintas empresas del Sector Eléctrico Nacional. Para realizar los ajustes de generación y demanda se utilizó la misma metodología del caso anterior.

En la determinación de los límites de transmisión contemplados en este trabajo, se incluyó para el año 2012 el modelo de carga CLOD en el área ENELVEN y ENELCO. Además se realizó una sensibilidad de los límites de transmisión con la incorporación del proyecto de generación Termobarrancas y sus obras de transmisión asociadas.

En el Anexo V, se muestran las ampliaciones de generación y transmisión más importantes, incluidas en los casos bases de los años 2005 y 2012.

Debido a que, en muchas oportunidades, no se dispuso de información exacta acerca de las características de las turbinas, excitatrices y estabilizadores de potencia para la unidades de generación nuevas incorporadas en el caso base, se utilizaron modelos dinámicos correspondientes a unidades de generación de similar tamaño y del mismo tipo (gas, vapor, hidroeléctricas) ya existentes en el sistema. De la misma manera se procedió con los elementos del sistema de transmisión en los cuales no se disponía de la información acerca de sus parámetros.

3.8. MODELOS DE CARGA PARA LAS ÁREAS DE ENELVEN Y ENELCO

En estudios previos se ha registrado que la capacidad de recuperación de la tensión de las áreas de ENELVEN y ENELCO posterior al despeje de una falla, disminuye a medida que se incrementa el intercambio de potencia con el resto del sistema eléctrico^[21]. Debido a que en las simulaciones realizadas con el modelo estático de carga ZIP: 60 % potencia constante, 40 % impedancia constante, se obtiene una mayor recuperación de la tensión que no coincide con el comportamiento real del sistema, es necesario la incorporación de modelos más detallados que permitan la representación de las componentes de carga.

Para la representación de la carga de los sistemas de ENELVEN y ENELCO, se realizó una revisión de los modelos contenidos en la librería del PSS/E (ver ANEXO III). Con base en esta revisión, se plantearon los siguientes modelos que se consideró pueden ser adaptados a estos sistemas de carga.

Para el desarrollo del modelo de carga del sector de ENELVEN y ENELCO, se utilizaron los datos suministrados por estas empresas, correspondientes a la clasificación de la carga de acuerdo con el tipo de cliente: residencial, comercial, industrial y rural. La carga utilizada está dada por el total de potencia estimada por subestación. En las Figuras 3.8.1 y 3.8.2, se muestran las composiciones de carga de las áreas de ENELVEN y ENELCO de acuerdo con su tipo de cliente.

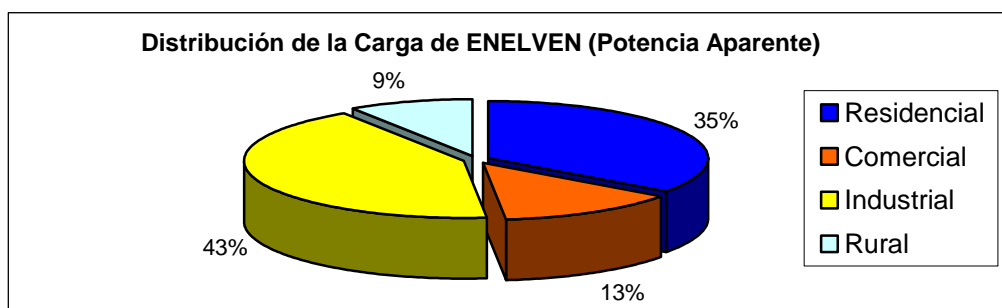


Figura 3.8.1. Distribución de Carga de ENELVEN según su tipo de cliente.

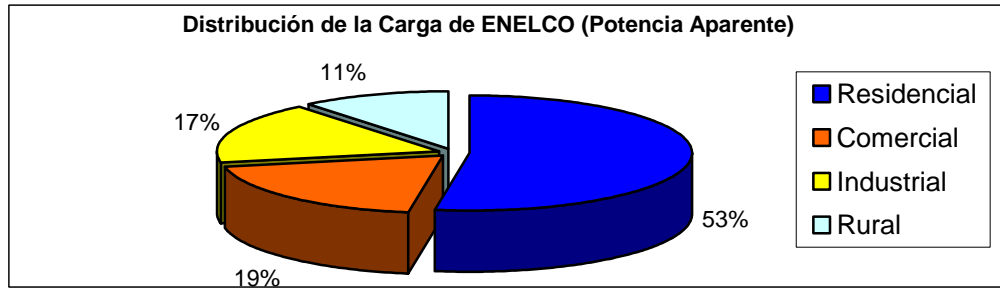


Figura 3.8.2. Distribución de Carga de ENELCO según su tipo de cliente.

Debido a que no se obtuvieron registros adecuados de tensión y frecuencia frente la ocurrencia de una perturbación significativa en esa área del sistema que se adecuase a las necesidades a fin de realizar ajustes en el modelo planteado, se trabajó con base en el estudio realizado por la consultora FICHTNER ^[21]. En el estudio realizado por esta consultora se utilizó un sistema de medición en campo para determinar el comportamiento del sistema de carga durante un período de aproximadamente un año.

Los modelos planteados están contenidos en la librería de modelos de carga del programa PSS/E -28. El primer modelo planteado es llamado con el nombre de CLOD.

3.8.1. Modelo de Carga CLOD.

Debido a la que la composición de la carga del sistema de ENELVEN y ENELCO, presenta un porcentaje importante de motores de inducción en la composición de su carga, se incorporó un modelo dinámico que permite representar éstas componentes.

Las cargas que pueden ser representadas en este modelo son las siguientes:

- a) Motores de Gran Tamaño. Con constantes de tiempo mayores o iguales a $H = 1$ s.
- b) Motores de Tamaño Pequeño. Con constantes de tiempo menores o iguales a

H = 0.6 s

- c) Luminarias. Está es simulada de acuerdo con:
- La parte real de la carga como corriente constante.
 - Para tensiones menores a 0.65 p.u. la carga se asume extinta.
 - Durante la inicialización el factor de potencia es asumido en 0.9.
- d) Efecto de la saturación de los transformadores de distribución.
- e) Carga de potencia constante.
- f) Cargas Sensibles a la Tensión. $P = P_{RO} \cdot V^{Kp}$; $Q = Q_{RO} \cdot V^2$

El modelo utiliza curvas de las características tipo de corriente, deslizamiento y factor de potencia normalizadas para los dos tipos de motores mencionados como se puede observar en las Figuras 3.8.3 y 3.8.4.

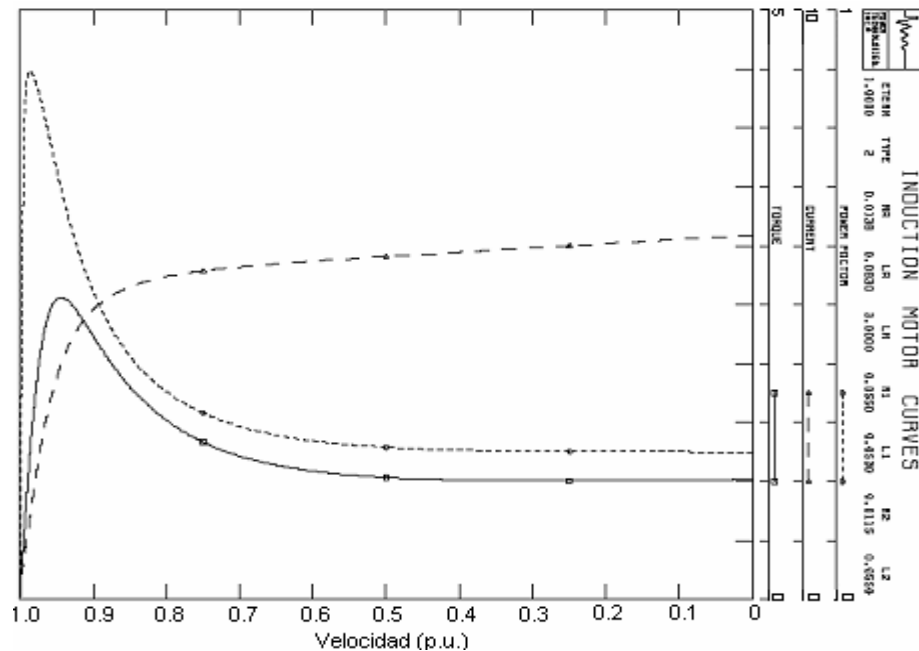


Figura 3.8.3. Características de Torque, Corriente, Factor de Potencia para un motor de inducción de gran tamaño. H = 1, D = 1, Si = -0.00837.

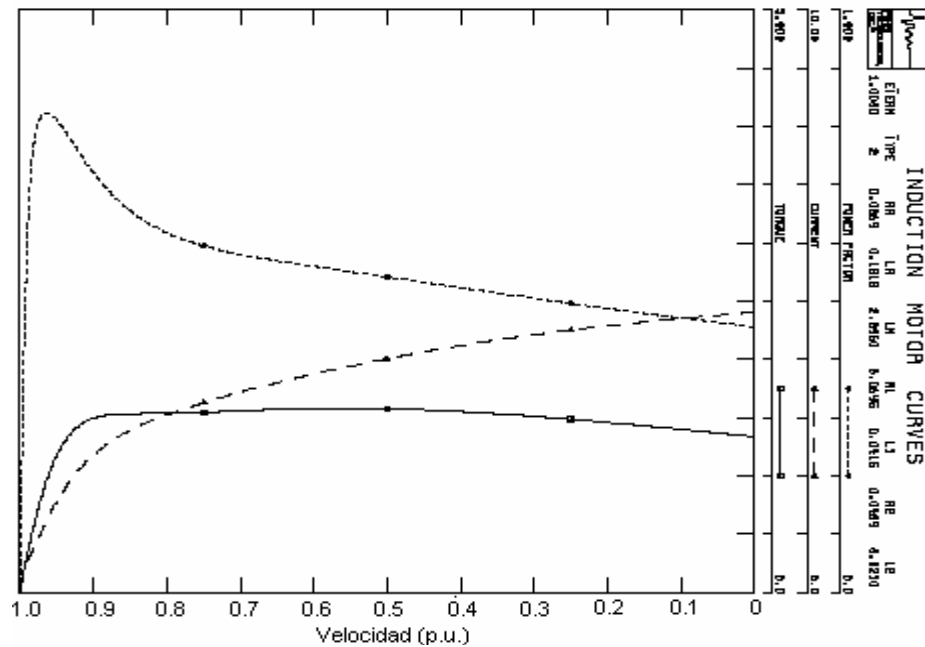


Figura 3.8.4. Características de Torque, Corriente, Factor de Potencia para un motor de inducción de tamaño pequeño. $H = 0.6$, $D = 1$, $Si = -0.02149$.

Este modelo puede ser aplicado por barra, zona, área o en la totalidad del sistema. Debido a que el ajuste del modelo para la aplicación por barra resultaría una tarea muy extensa, debido al número de barras que contiene el sistema bajo estudio y ya que en un gran número de barras del sistema se presenta más de un tipo carga, el modelo se aplicó ajustándolo a la característica general de carga del área. De esta manera se permite que el modelo sea ajustado para futuros casos de una forma rápida, utilizando la metodología planteada. Por otra parte, debido a que este modelo se utilizará para determinar niveles máximos de transferencia entre áreas, se consideró suficiente la representación general del comportamiento de carga en el área.

Para determinar el porcentaje asignado a cada elemento de carga representada en el modelo se procedió de la siguiente manera:

Se asignaron los porcentajes de carga a ser simulados de forma dinámica, mediante el uso de los modelos de motores de inducción de tamaños grandes y pequeños. Se

asumió que el porcentaje dinámico para la carga de tipo industrial debía ser modelada con una característica inercial correspondiente a motores de gran tamaño, mientras que el porcentaje dinámico de la carga residencial, comercial y rural como motores pequeños.

Como se tiene un coeficiente de sensibilidad a la tensión (k_p) distinto para cada tipo de carga y debido a la limitación del modelo referente a la especificación de un solo parámetro de sensibilidad, se encontró un coeficiente tal que la curva se adecuase al rango de tensión entre 0.4 y 1.1 p.u.

El modelo propuesto para la simulación restante de la carga en donde se especifican los parámetros de sensibilidad de acuerdo con cada tipo de carga es el siguiente:

$$P = P_0 \cdot (a_1 \cdot V^{k_{p1}} + a_2 \cdot V^{k_{p2}} + a_3 \cdot V^{k_{p3}} + a_4 \cdot V^{k_{p4}}), \quad (3.81)$$

$$Q = Q_0 \cdot (a_5 \cdot V^{k_{q1}} + a_6 \cdot V^{k_{q2}} + a_7 \cdot V^{k_{q3}} + a_8 \cdot V^{k_{q4}}). \quad (3.82)$$

Los coeficientes a_1 hasta a_8 , representan las fracciones de la carga en función del tipo de cliente: industrial, residencial, comercial y rural respectivamente. Los coeficientes $k_{p1} \dots k_{p4}$, $k_{q1} \dots k_{q4}$, representan los coeficientes de sensibilidad a la tensión de la parte activa y reactiva de la carga. Estos coeficientes se muestran a continuación.

Tabla 3.8.1. Coeficientes para la representación de la carga.

Tipo de Carga	% Dinám	Kpv	Kqv	Tam
Comercial	55	1.0	7.0	0.5
Residencial	40	1.6	5.0	0.4
Rural	50	0.7	3.3	0.5
Industrial	70	1.8	5.0	1.2

A partir de estos valores, se determinó un coeficiente ($k_p = 1.46$), tal que el comportamiento del modelo se adaptase dentro del rango de tensión previsto como posible variación (0.4 – 1.1 p.u). Las curvas que describen el comportamiento de la potencia activa y reactiva en función de la tensión, se muestran en la Figuras 3.8.5. y 3.8.6. Las curvas de trazo continuo representan las características de potencia activa y reactiva ajustadas para ser utilizadas en el modelo CLOD, mientras que las curvas de trazo segmentado representan la característica de carga algebraica utilizando los parámetros definidos en el estudio para la carga del sistema de ENELVEN y ENELCO ^[21]. Puede observarse que la potencia reactiva consumida por la carga con un factor de sensibilidad cuadrático es mayor para tensiones por debajo de la nominal. En las ecuaciones 3.83 y 3.85, se observa la representación de la potencia activa y reactiva con los parámetros de la tabla 3.8.1, mientras que las expresiones 3.84 y 3.86 corresponden a la potencia activa y reactiva del porcentaje de carga representado de forma algebraica en el modelo CLOD para el área de ENELVEN.

$$P(v) = P_0 \cdot (0.129 \cdot v^{1.8} + 0.21 \cdot v^{1.6} + 0.059 \cdot v + 0.045 \cdot v^{0.7}) \quad (3.83)$$

$$P2(v) = P_0 \cdot (0.129 + 0.21 + 0.059 + 0.045) \cdot v^{k_p} \quad (3.84)$$

$$Q(v) = Q_0 \cdot (0.129 \cdot v^5 + 0.21 \cdot v^5 + 0.059 \cdot v^7 + 0.045 \cdot v^{3.3}) \quad (3.85)$$

$$Q2(v) = Q_0 \cdot (0.129 + 0.21 + 0.059 + 0.045) \cdot v^2 \quad (3.86)$$

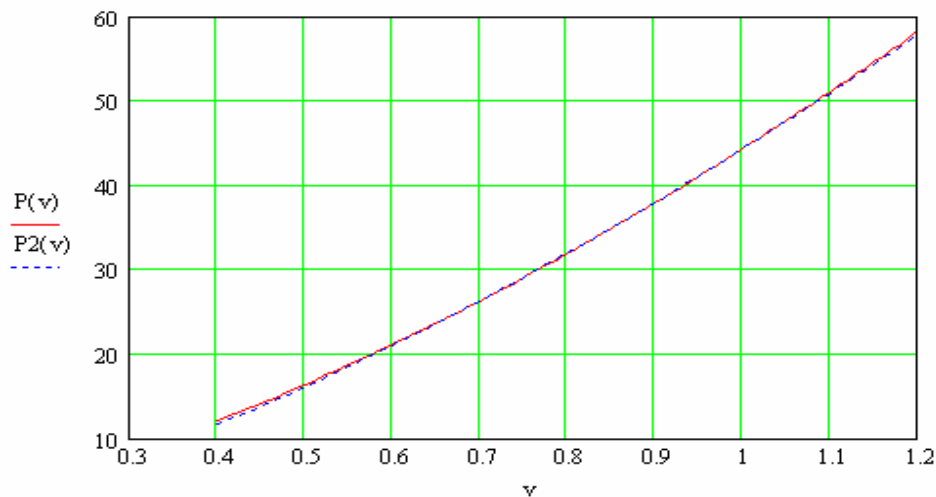


Figura 3.8.5. Potencia Activa sensible a la tensión, para la representación algebraica de carga.

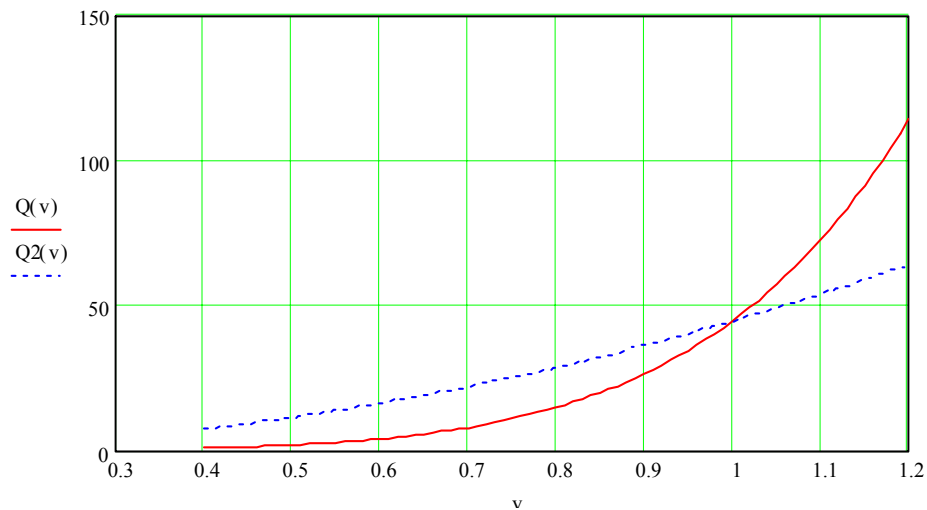


Figura 3.8.6. Potencia Reactiva sensible a la tensión, para la representación algebraica de carga.

La representación de la carga para la zona petrolera interconectada con ENELCO, se ajustó a una composición con 58 % de motores de inducción de gran tamaño y un 42 % como impedancia constante.

3.8.2. Modelo de Carga IEEL.

Para el estudio de la carga del sistema ENELVEN – ENELCO se planteó el modelo IEEL, contenido en la librería del PSS/E, debido a que este permite una representación estructurada de la carga en función de los tipos de clientes en las áreas de estudio.

Este modelo se aplicó en su modo de área, por lo que se escogieron parámetros tales que se describiese el comportamiento general de la carga de acuerdo la clasificación según el tipo de cliente: residencial, comercial, industrial y rural. Debido a que el modelo solo permite la representación de coeficientes de carga a la vez, se agrupó la carga de tipo rural con la de tipo industrial.

Las ecuaciones 3.86 y 3.87 describen el comportamiento del modelo en función de la tensión y la frecuencia de las barras:

$$P = P_{load} (a_1 \cdot v^{n1} + a_2 \cdot v^{n2} + a_3 \cdot v^{n3}) \cdot (1 + a_7 \Delta f) \quad (3.86)$$

$$Q = Q_{load} (a_4 \cdot v^{n4} + a_5 \cdot v^{n5} + a_6 \cdot v^{n6}) \cdot (1 + a_8 \Delta f) \quad (3.87)$$

A partir de parámetros típicos obtenidos del IEEE ^[10], se asignaron valores a las constantes requeridas para cada área. En las Tablas 3.8.2. y 3.8.3. se presentan los parámetros usados en el modelo.

Tabla 3.8.2. Parámetros del modelo IEELAR correspondientes a la potencia activa.

ÁREA	a1	a2	a3	a7	n1	n2	n3
ENELVEN	0.51	0.36	0.13	2	0.1	1.2	0.5
ENELCO	0.28	0.52	0.20	2	0.1	1.2	0.5
SECT. PETROLERO	1	0	0	0	0.1	0	0

Tabla 3.8.3. Parámetros del modelo IEELAR correspondientes a la potencia reactiva.

ÁREA	a4	A5	a6	a8	n4	n5	n6
ENELVEN	0.61	0.29	0.1	2	0.6	2.7	2.5
ENELCO	0.34	0.49	0.17	2	0.6	2.7	2.5
SECT. PETROLERO	1	0	0	0	0.6	0	0

3.8.3. Modelo de Carga CIM5.

El modelo de carga CIM5, requiere la especificación de los parámetros característicos de régimen permanente de los motores a ser representados. Este modelo fue implementado debido a que considera el fenómeno de variación del flujo electromagnético en los rotores de los motores de inducción para variaciones de la

tensión. Esta condición de variación en la tensión se presenta, por ejemplo, cuando ocurre una contingencia en el sistema de transmisión. Una descripción detallada de este modelo se encuentra en el ANEXO III referente a los modelos de carga de la librería del PSS/E-28.

Un inconveniente en la utilización del modelo CIM5, radica en que este toma la carga completa existente en un identificador de carga de una barra dada para su aplicación. Esta característica impide que la carga sea representada de forma directa como una composición de motores de inducción y otro tipo de carga. Este problema puede ser resuelto utilizando identificadores de carga específicos para la carga a ser representada como motores de inducción. En el caso de ENELVEN y ENELCO, donde se tiene la carga correspondiente a motores de inducción distribuida en todo el sistema, este problema es significativo, debido que se tendría que modificar la composición de la carga por cada barra de todo el sistema, para adaptarla al modelo.

La utilización de parámetros típicos de motores de inducción de tamaños grandes y pequeños no resultaron adecuados para implementación de este modelo de carga por área, debido a la no convergencia del modelo en el caso simulado. Por las razones antes expuestas, la utilización del modelo CIM5 no se realizó en su modo de área, tal como se hizo con los modelos CLOD e IEEL, sino que se implementó en una barra específica del sistema.

3.9. REVISIÓN DE CRITERIOS UTILIZADOS EN LA DETERMINACIÓN DE LÍMITES DE TRANSMISIÓN. ^{[5], [13]}

El proceso de revisión de los criterios que definen los límites de transmisión incluyó una investigación bibliográfica acerca de los criterios internacionales utilizados para tal fin, así como un análisis de sensibilidad con respecto al criterio de tensión mínima instantánea una vez despejada la falla utilizado para estudios en régimen dinámico. Esta revisión incluyó además una encuesta cuya finalidad es la de conocer los criterios utilizados por los países

miembros de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) y compararlos con los utilizados en Venezuela.

3.9.1. Criterios de Operación y Planificación de la NERC/WECC.

A continuación se presenta un resumen de los criterios descritos en la “North American Electric Reliability Council (NERC) y la Western Electricity Coordinating Council (WECC) Reliability Standard”. La WECC forma parte del Western System Coordinating Council (WSCC) cuya área de influencia abarca completa ó parcialmente 14 estados occidentales de los Estados Unidos, dos provincias de Canadá y parte del norte de México.

En estos criterios se establecen las categorías de operación del sistema según eventos y la respuesta aceptable del mismo frente a éstas:

Categoría A: Representa al sistema en condiciones normales, sin contingencia y con todos los elementos de la red disponibles.

Categoría B: En esta categoría las contingencias consideradas resultan en la pérdida y despeje adecuado de un elemento del sistema bajo condiciones específicas de falla. Los elementos específicos pueden ser, por ejemplo, la pérdida de un generador, una línea de transmisión o un transformador.

Categoría C: En esta categoría se considera eventos que resultan en la pérdida de uno o más elementos específicos del sistema con un despeje normal o retardado del elemento fallado.

Categoría D: Representa el sistema bajo una amplia variedad de eventos extremos, poco conocidos o impredecibles que pueden resultar en la pérdida de

generación y carga en grandes áreas del sistema. Como consecuencia de eventos considerados dentro de esta categoría, el sistema podría no alcanzar una nueva condición de estabilidad.

Criterio de tensión post – contingencia:

En la tabla 3.9.1 se presenta el rango aceptable de tensiones según los criterios establecidos por la NERC/WECC.

Tabla 3.9.1. Rango aceptable de tensiones post-contingencias.

Parámetro y punto de referencia	Período de Tiempo		
	Desviación de Tensión para una Barra	Post – Transitorio (mayor a 30 s)	Posterior – Controles Automáticos
	±10 %	±7%	± 5 %

Criterio para la estabilidad de tensión:

Con respecto a la estabilidad de tensión, se establecen reservas de potencia activa y reactiva mediante el uso de curvas P-V y Q-V (ver Figura 3.9.1.). En tal sentido, se establece que para estos estudios el nivel de carga debe ser de un 105 % en condiciones normales, para las Categorías A y B y de 102,5 % para la Categoría C.

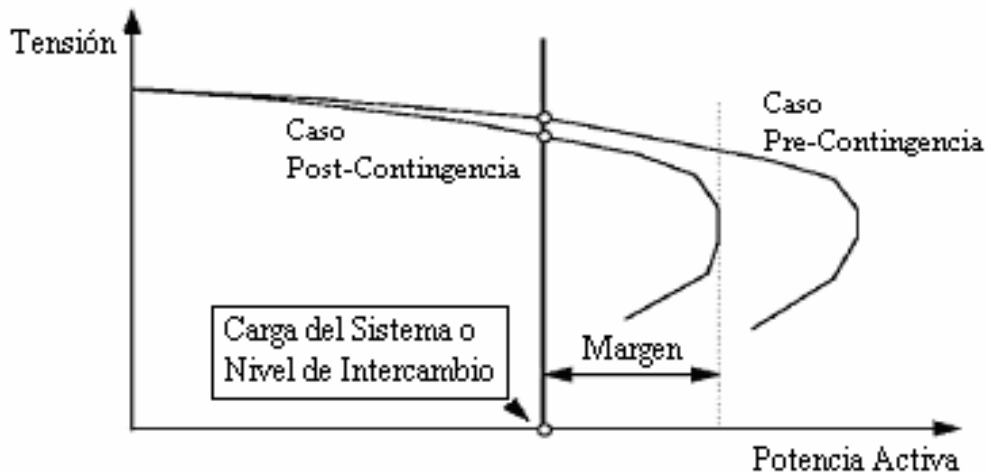


Figura 3.9.1. Curvas P-V para condiciones Pre-Contingencia y Post-Contingencia.

Criterio de oscilación de tensión:

Este criterio es utilizado para eventos de Categoría B. Establece que la salida de un elemento del sistema no debe causar una caída transitoria en otro sistema mayor al 20 % por un período mayor a 20 ciclos (0.33 s a $f = 60$ Hz) en barras de carga, o exceder un 25 % de caída en la tensión en barras de carga y 30 % en barras sin carga. En la Figura 3.9.2 se muestra las características transitorias de la tensión descritas en este criterio.

Criterio de desviación de frecuencia:

Los eventos de Categoría B o C no deben provocar que la frecuencia del sistema supere los 61 Hz. La sobrefrecuencia debe establecerse por debajo de 60,3 Hz de forma rápida a fin de evitar la salida de unidades de generación.

Criterio de Límites Térmicos:

Bajo condiciones normales de operación ningún elemento deberá exceder su capacidad térmica nominal. Bajo la pérdida de un elemento en la red de transmisión ningún equipo podrá superar su capacidad de sobrecarga en condiciones de emergencia.

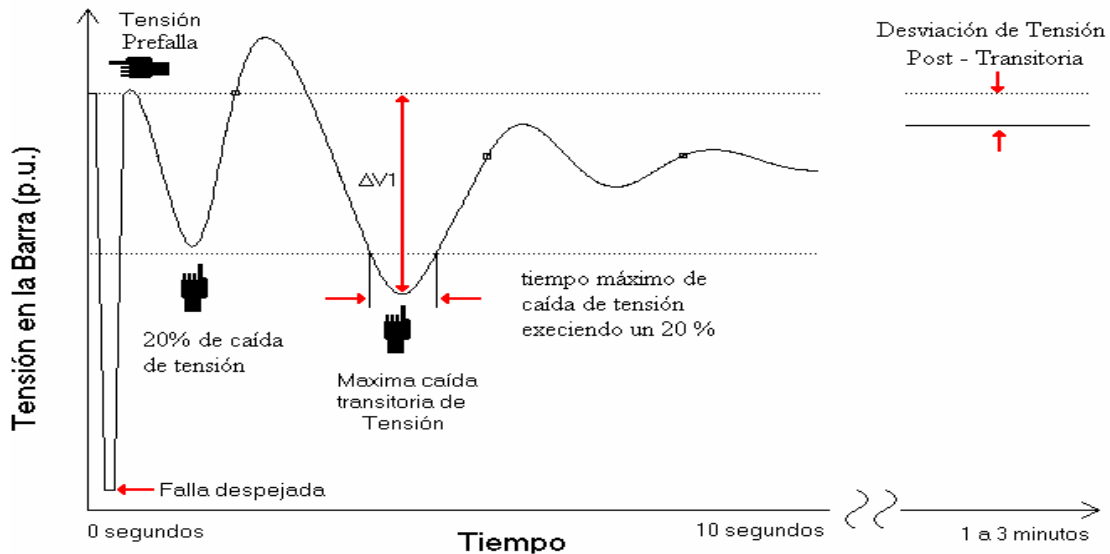


Figura 3.9.2. Características transitorias de la Tensión.

3.9.2. Encuestas sobre Criterios de Planificación y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia

En las Tablas 3.9.2. y 3.9.3. se presenta un resumen de las encuestas realizadas a empresas del sector eléctrico de Argentina, Brasil, Colombia, Uruguay y Venezuela acerca de los criterios de operación y planificación utilizados para estudios de estabilidad. Las encuestas originales se pueden observar en el ANEXO IV.

Tabla 3.9.2. Parte I: Resumen de las Encuestas sobre criterios de planificación y operación de sistemas eléctricos.

EMPRESA (País)	Características de las Fallas consideradas en los Estudios de Estabilidad				Modelos de Carga para el estudio del comportamiento dinámico		
	Tipo de Falla	Niveles de Tensión	Resistencia de la Falla	Duración de la Falla	Representación de la Carga	Áreas donde se utiliza	Representación Dinámica de Carga
CAMMESA (Argentina)	Monofásica (1F) Trifásica (3F) Falla Atípica	En todos los niveles	0 ohms	80 ms para 500 kV 120 ms para 132 kV	Potencia Activa: 80% Ia constante 20% Za constante Potencia Reactiva 50% Ir constante 50% Zr constante	En todo el sistema se utiliza la misma representación	No se utiliza. Se usan modelos algebraicos para simular la sensibilidad de la carga con la tensión y la frecuencia.

(continuación de la Tabla 4.5.1)

EMPRESA (País)	Características de las Fallas consideradas en los Estudios de Estabilidad				Modelos de Carga para el estudio del comportamiento dinámico		
	Tipo de Falla	Niveles de Tensión	Resistencia de la Falla	Duración de la Falla	Representación de la Carga	Áreas donde se utiliza	Representación Dinámica de Carga
FURNAS (Brasil)	Monofásica	En todos los niveles	0 ohms	80 ms para 765 y 500 kV 100 ms para 345, 230 y 138 kV	Potencia, Corriente e Impedancia constante	Los % varían de acuerdo con el área. Si no se tiene información de la carga se usa: 100% I _{activa} cte 100% Z _{reactiva} cte	Si. En áreas específicas se utiliza modelos de inducción y modelos de corriente continua.
E.P.M. (Colombia)	Monofásica Bifásica Trifásica	En todos los niveles	0 ohms	110 ms para 210 y 120 kV	Potencia Activa y Reactiva Constante	En todo el sistema se utiliza la misma representación	No se utiliza.
UTE (Uruguay)	Monofásica Trifásica	En todos los niveles	0 ohms	70 – 90 ms para 500 kV 100 ms para 110 y 150 kV	Modelo de Carga Algebraico de 2do Grado. Con sensibilidad a la frecuencia.	En todo el sistema se utiliza la misma representación	No se utiliza.
(EDELCA) Venezuela	Monofásica a Tierra (1F-T) Bifásica a Tierra (2F-T)	1F-T 765kV 2-FT 400 y 230 kV	0 ohms	75 ms para 765 y 400 kV 100 ms para 230 kV	60 % Potencia Constante 40% Impedancia Constante	En todo el sistema se utiliza la misma representación	Actualmente no se utiliza

Tabla 3.9.3. Parte II: Resumen de las Encuestas sobre criterios de planificación y operación de sistemas eléctricos.

EMPRESA (País)	Criterio de Tensión Mínima Post – Falla	Programas Computacionales Empleados	Comparación de Estudios con resultados Prácticos
CAMMESA (Argentina)	<p>La tensión instantánea no debe ser menor a 0,7 p.u ni debe permanecer en este valor por más de 1 s.</p> <p>Recuperación de la tensión: ±7% en 20 s desde inicio de la perturbación (500 kV). ±10% en 20 s desde inicio de la perturbación (220 y 132 kV)</p>	<p>Para estudios de flujos de potencias, cortocircuitos y simulaciones de transitorios electromecánicos, se utiliza el paquete de programas PSS/E de la PTI.</p>	<p>Frente a grandes perturbaciones, se compara las simulaciones con registros del SOTR (Sistema de Operación en tiempo Real) y otros registradores rápidos.</p> <p>Los modelos dinámicos son validados contra registros de ensayo.</p>
FURNAS (Brasil)	<p>En general, después de eliminada la falla, con el retiro del elemento que la produjo, la tensión debe ser superior a 0,9 p.u.</p>	<p>Para Flujo de Cargas – Anarede Estabilidad electromecánica -- Anatem Estabilidad de pequeñas perturbaciones --- Pacdyn Cortocircuitos --- Anafas</p> <p>Estos programas fueron desarrollados por el Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica. CEPAL – Brasil.</p>	<p>En algunos específicos de cargas industriales, se realizan ensayos para verificar la consistencia del modelado.</p> <p>Además cuando son registradas grandes perturbaciones éstas son simuladas para analizar el desempeño dinámico del sistema (incluyendo el comportamiento de la carga).</p>
Colombia	0.9 y 1.1 pu	DIgSILENT PF	No se han realizado comparaciones.

(Continuación de la Tabla 4.5.2)

EMPRESA (País)	Criterio de Tensión Mínima Post – Falla	Programas Computacionales Empleados	Comparación de Estudios con resultados Prácticos
UTE (Uruguay)	Para condiciones normales: $V = 500 \text{ kV}$ entre 0.95 - 1.05 p.u. $V \leq 150 \text{ kV}$ entre 0.95 - 1.05 p.u. Para condiciones de contingencia: $V = 500 \text{ kV}$ entre 0.95 - 1.05 p.u. $V \leq 150 \text{ kV}$ entre 0.95 - 1.05 p.u. Las tensiones deben estar entre 0.85 y 1.20 p.u., no pudiendo permanecer más de 60 s en estas condiciones.	PSS/E de la PTI.	Se han verificado los modelos de carga empleados con registros obtenidos en perturbaciones importantes ocurridas en el sistema eléctrico interconectado
EDELCA (Venezuela)	La tensión instantánea no debe ser menor a 0,8 p.u ni debe permanecer por debajo de 0,9 p.u. por un lapso mayor de 1 s.	Para estudios de flujo de carga, cortocircuitos y estabilidad transitoria, se utiliza el paquete de programas PSS/E.	No se han realizado comparaciones en el modelo de carga usado en el PSS/E.

Se recibieron y procesaron encuestas de cinco empresas, correspondientes a cinco países. Dichos países y empresas se especifican a continuación:

Argentina. CAMMESA. Área Sistemas de Potencia.

Brasil. FURNAS. Dpto. de Estudios Eléctricos. División de Estudios Especiales de Operación.

Colombia. Empresas Públicas de Medellín. Área Centro Regional de Despacho.

Uruguay. UTE. Gerencia Planificación de la Explotación y Estudios.

Venezuela. EDELCA. Dpto. de Estudios de Ingeniería de Transmisión.

A continuación se destacan algunos aspectos de interés relacionados con las respuestas de las encuestas realizadas. Las empresas consultadas son las siguientes: CAMMESA, FURNAS, Empresas Públicas de Medellín, UTE, EDELCA, provenientes de los países Argentina, Brasil, Colombia, Uruguay y Venezuela respectivamente.

En relación al tipo de falla que se utiliza en los estudios de estabilidad, se tiene las empresas CAMMESA (Argentina) y UTE (Uruguay) utilizan cortocircuitos monofásicos y trifásicos, FURNAS (Brasil) utiliza cortocircuitos monofásicos, Empresas Públicas de Medellín (Colombia) utiliza fallas monofásicas, bifásicas, trifásicas y EDELCA (Venezuela) utiliza fallas monofásicas y bifásicas a tierra dependiendo de los niveles de tensión en estudio. En todos los países se utilizan fallas sólidas a tierra, siendo los tiempos de duración de las fallas variados, correspondientes a los tiempos promedio de duración de las protecciones en cada caso.

Comparando los resultados obtenidos de las encuestas, se tiene que en general las empresas consultadas utilizan los mismos criterios en cuanto al tipo de falla y tiempo de despeje para los estudios de estabilidad.

En cuanto a la representación de la carga utilizada en los estudios de estabilidad en régimen dinámico se encontró que todos los países consultados utilizan modelos de carga estáticos.

En el caso de FURNAS (Brasil), se utiliza porcentajes diferentes de la composición del modelo ZIP para estudios de planificación y operación, utilizando además para algunas áreas específicas del sistema, modelos equivalentes de motores de inducción (modelo dinámico de carga).

CAMMESA, FURNAS, Empresas Públicas de Medellín y EDELCA utilizan el típico modelo de carga ZIP que considera la carga como una composición de elementos de impedancia, corriente y potencia constante. Sin embargo, los porcentajes utilizados en la composición de la carga varían de forma significativa en comparación a los utilizados en Venezuela (60 % P, Q constantes y 40 % Z constante). Estos porcentajes de composición de la carga son mantenidos en todas las áreas de los sistemas eléctricos de cada país.

En el caso de la empresa Argentina consultada, se utiliza un porcentaje de composición distinto de corriente e impedancia constante para la representación de la potencia activa y reactiva en el modelo de carga ZIP. La representación de la potencia activa es más sensible a variaciones de tensión, debido a que se establece para ésta un porcentaje mayor en la componente de corriente constante.

La empresa uruguaya utiliza un modelo algebraico de carga cuya representación es función de la tensión y la frecuencia. La representación de la carga, en función de la tensión, de acuerdo a los coeficientes y exponentes utilizados es equivalente a una representación cuya composición es de 30 % de potencia y 70 % de impedancia constante para la potencia activa y de 100 % de impedancia constante para la potencia reactiva en el modelo ZIP.

En cuanto a los criterios utilizados en la evaluación de la estabilidad en régimen dinámico se tiene que por parte de la empresa Argentina CAMMESA, se utilizan criterios de tensión a corto plazo similares a los utilizados en Venezuela. A continuación se hace una comparación de los criterios utilizados por Argentina y Venezuela.

En la evaluación de la estabilidad a corto plazo, la empresa Argentina establece en sus criterios que “en todo instante de la simulación (excepto durante la aplicación de cortocircuitos) la tensión en todos los nodos del sistema de transporte debe ser

superior a 0.7 p.u. y no permanecer más de 1 segundo por debajo de 0.8 pu”. Este criterio en comparación con el Venezolano permite incursiones en la magnitud de la tensión mínima 0.1 p.u. menores. Con respecto al criterio de recuperación de la tensión, el criterio Argentino es menos “severo”, permitiendo que la tensión permanezca deprimida en un valor de tensión menor en 0.1 p.u. por un tiempo igual al permitido en los criterios Venezolanos.

En condiciones posteriores a cualquier contingencia, se establece que los niveles de tensión en todos los nodos no deben ser superiores a 1.2 p.u. En tal sentido, el criterio utilizado por OPSIS permite que las magnitudes de la tensión alcancen el valor de 1.1 p.u.

Para la recuperación de la tensión en un período posterior a la falla, en el caso del criterio Argentino, para un tiempo específico de 20 s se establecen dos valores dependiendo del nivel de tensión. Para 500 kV se tolera una variación máxima del 7%, mientras que para los niveles de tensión de 220 y 132 kV se permite una variación del 10%. Los criterios utilizados en EDELCA para los estudios en régimen dinámico no establecen de forma explícita un rango de variación máxima para la recuperación de la tensión. Sin embargo, se tiene que la tensión mínima de recuperación en régimen dinámico correspondería a 0.9 p.u. si se utiliza el criterio que establece que la tensión no debe permanecer por debajo de 0.9 p.u. por más de 1 s, de forma extendida en el tiempo para estudios de régimen dinámico (0-5 s).

Los criterios de tensión utilizados por la empresa Uruguay, son aplicados de acuerdo al estado de operación del sistema: en condiciones normales y para condiciones de operación en contingencia simple. Estos criterios son muy similares a los utilizados en Venezuela. La empresa Uruguay consultada no especificó criterios de tensión de corto plazo.

Los criterios especificados por las empresas de Brasil y Colombia para estudios en régimen dinámico, establecen que la tensión una vez despejada la falla debe estar por encima de 0.9 p.u. en el caso de Brasil y en el rango comprendido entre 0.9 y 1.1 p.u en el caso de Colombia.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

En este capítulo se presentan los límites de transmisión de potencia en las áreas de intercambio consideradas en este estudio, para el escenario a corto plazo del año 2005 y el escenario horizonte del año 2012. Además se presentan los resultados obtenidos de los estudios de sensibilidad realizados con el propósito de revisar los criterios utilizados para estudios en régimen dinámico, específicamente el de mínima tensión una vez despejada la falla y el referido a los modelos de carga de las áreas de ENELVEN y ENELCO.

4.1. LÍMITES DE TRANSMISIÓN PARA EL ESCENARIO DEL AÑO 2005.

A continuación se presentan los límites de transmisión obtenidos a partir de los casos bases del año 2005, con la utilización del modelo de carga ZIP: 60% potencia constante, 40% impedancia constante, típicamente usado en EDELCA y los modelos planteados CLOD e IEEL. Los límites presentados corresponden a la Exportación EDELCA, Importación Centro, Importación Centro - Occidente y Exportación Yaracuy, tal como fueron definidos en el Capítulo III: sección 3.7.

La Tabla 4.1.1, muestra las condiciones generales de generación, demanda e intercambio para el caso base del año 2005. Estas condiciones varían de acuerdo con el límite de transmisión considerado.

La Tabla 4.1.2., muestra el valor de los diversos intercambios para el caso base del año 2005.

La Tabla 4.1.3., muestra los valores de generación de las principales plantas del SIN.

En la Figura 4.1.1., se muestra un esquema con la generación, demanda e intercambio entre las áreas consideradas en el PSS/E.

En las Figuras 4.1.2., 4.1.3. y 4.1.4. se pueden observar los perfiles de tensión para las barras representativas del SIN en los niveles de tensión a 765, 400 y 230 kV.

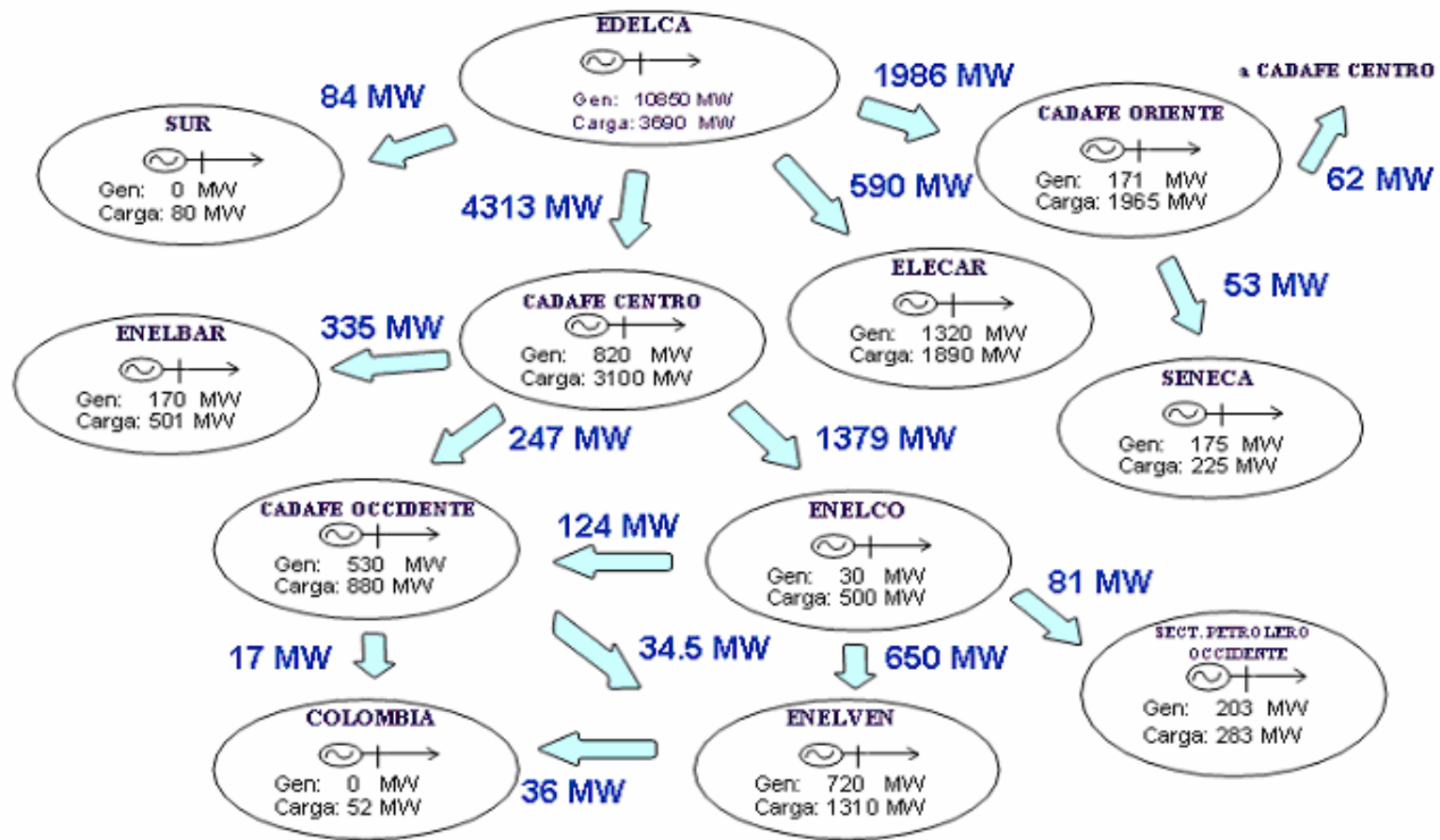


Figura 4.1.1. Esquema de Generación, Demanda e Intercambio. Caso Base Año 2005.

Tabla 4.1.1. Caso Base año 2005. Generación, Demanda e Intercambio

	Generación (MW)	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
CADAFE Centro	820	3097	2384
CADAFE Occidente	531	880	390
CADAFE Oriente	171	1965	1871
EDELCA	10847	3690	-6973
EDC	1380	1890	590
ENELCO	28	501	525
ENELVEN	717	1310	608
ENELBAR	170	501	335
SENECA	175	225	53
SECT. PETR. OCC	203	283	81
COLOMBIA	0	52	52
SUR	0	80	84
TOTAL	14982	14476	0

Tabla 4.1.2. Caso Base año 2005. Intercambio de potencia entre áreas

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7128
Importación Centro	4965
Importación Centro – Occidente	2224
Exportación Yaracuy	1740

Tabla 4.1.3. Caso Base año 2005. Unidades de Generación Importantes.

Nombre de la Planta	Generación (MW)	Nº de Unidades
Guri A (1- 10)	1910	7
Guri B (11 – 20)	4957	8
Macagua	2450	11
Caruachi	1530	8
Planta Centro	600	2
C.R.Z	1110	5
O.A.M	240	3
Ramón Laguna	380	2
Termo Zulia	160	1
San Agatón	140	1

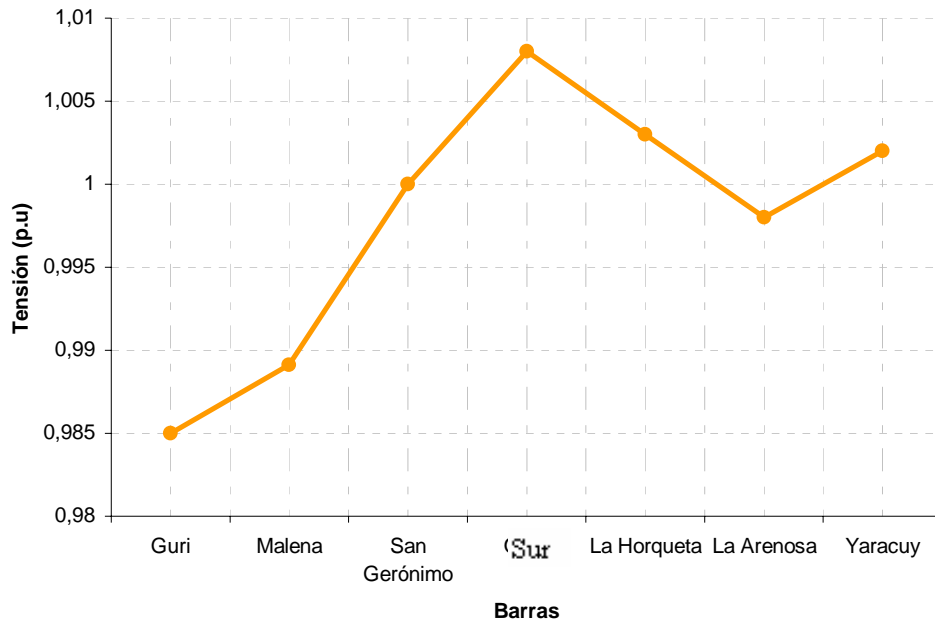


Figura 4.1.2. Caso Base 2005. Perfil de Tensiones a 765 kV.

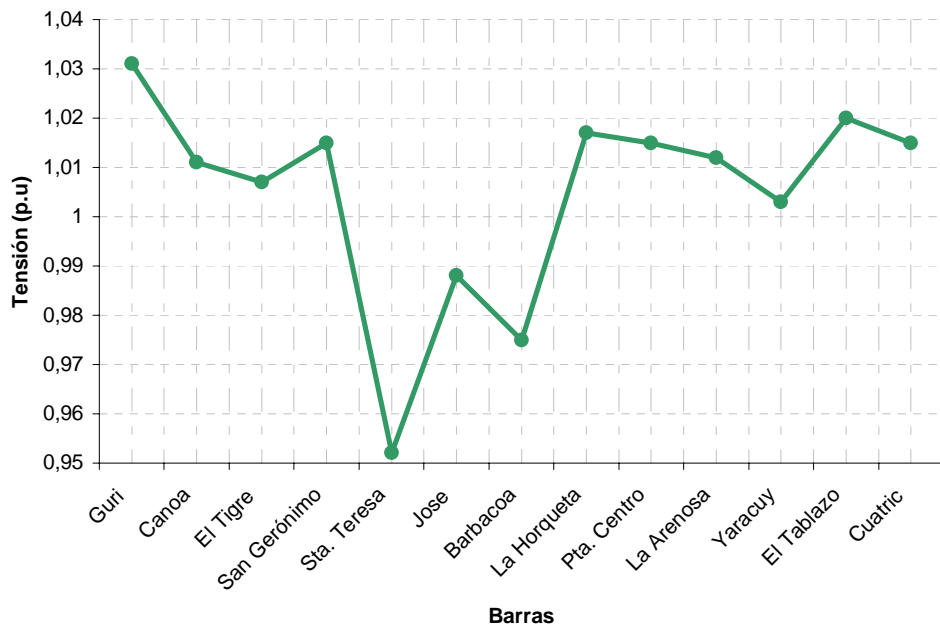


Figura 4.1.3. Caso Base 2005. Perfil de Tensiones a 400 kV.

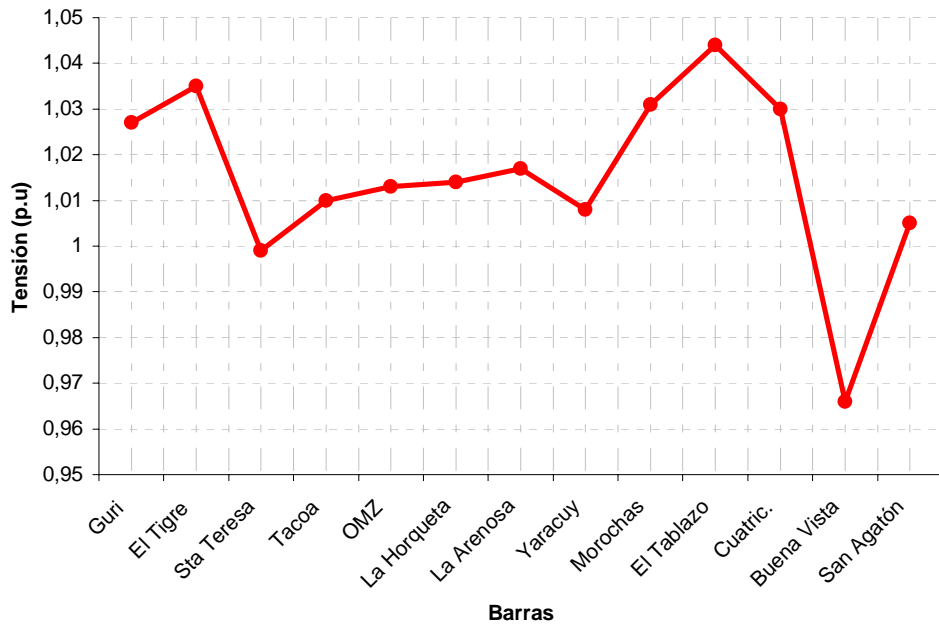


Figura 4.1.4. Caso Base 2005. Perfil de Tensiones a 230 kV.

4.1.1. Límites de Transmisión con el modelo clásico de carga ZIP: 60% P,Q ; 40% Z constante.

a) Límite de transmisión para la Exportación EDELCA:

Tabla 4.1.4. Resumen de Generación. Exportación EDELCA. Año 2005.

Nombre de la Planta	Generación (MW)
Guri	7200
Macagua	2450
Caruachi	1360
Planta Centro	440
C.R.Z	1000
OAM	210
Ramón Laguna	405
Termo Zulia	150
San Agatón	140

El límite de transmisión para la Exportación EDELCA está definido por el criterio de la tensión mínima después de despejada la falla en la barra Acarigua II a 230 kV, como producto de una falla monofásica aplicada en la subestación Guri 765 kV, con despeje trifásico de la línea N°1 Guri – Malena. En la Tabla 4.1.5, se encuentran los niveles de transferencia entre las áreas de intercambio del sistema.

Tabla 4.1.5. Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2005. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7446
Importación Centro	5261
Importación Centro – Occidente	2249
Exportación Yaracuy	1762

En el ANEXO I, se muestra un diagrama con el resultado de flujo de carga para el caso límite de Exportación EDELCA con la línea N°1 Guri – Malena a 765 kV, fuera de servicio. En el ANEXO II, se encuentran las salidas de las variables monitoreadas en la simulación de régimen dinámico.

b) Límite de Transmisión para la Importación Centro:

Tabla 4.1.6. Resumen de Generación. Importación Centro. Año 2005.

Nombre de la Planta	Generación (MW)
Guri	7110
Macagua	2450
Caruachi	1360
Planta Centro	440
C.R.Z	1060
O.A.M.	210
Ramón Laguna	380
Termo Zulia	160
San Agatón	140

Este límite de transmisión viene dado por el criterio de la tensión mínima después de despejada la falla en la subestación Acarigua II a 230 kV, como producto de una falla monofásica en la subestación San Gerónimo a 765 kV, con despeje trifásico de la línea a 765 kV San Gerónimo - La Horqueta.

El límite de transmisión para la Importación Centro, así como la transferencia de potencia en las otras áreas en estudio para este escenario, se muestra a continuación:

Tabla 4.1.7. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2005.
Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7355
Importación Centro	5176
Importación Centro – Occidente	2226
Exportación Yaracuy	1739

c) Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente:

Tabla 4.1.8. Resumen de Generación. Importación Centro – Occidente.
Año 2005.

Nombre de la Planta	Generación (MW)
Guri	6835
Macagua	2250
Caruachi	1350
Planta Centro	800
C.R.Z	1110
O.M.Z	240
Ramón Laguna	350
Termo Zulia	0
San Agatón	280

Este límite se definió por el criterio de mínima tensión después de despejada la falla en la barra Acarigua II a 230 kV, como producto de una falla monofásica en la

subestación Yaracuy a 765 kV, con despeje trifásico de la línea a 765 kV La Arenosa – Yaracuy.

Las magnitudes de intercambio de potencia en las diversas áreas del sistema interconectado, para el límite de Importación Centro – Occidente, se muestran en la Tabla 4.1.9.

Tabla 4.1.9. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2005. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7234
Importación Centro	5063
Importación Centro – Occidente	2280
Exportación Yaracuy	1793

d) Límite de transmisión para la Exportación Yaracuy:

Tabla 4.1.10. Resumen de Generación. Exportación Yaracuy. Año 2005.

Nombre de la Planta	Generación (MW)
Guri	6774
Macagua	2250
Caruachi	1350
Planta Centro	800
C.R.Z	1110
O.M.Z	240
Ramón Laguna	300
Termo Zulia	100
San Agatón	280

En este caso, la contingencia utilizada para el cálculo de la Exportación – Yaracuy y que define el límite de transmisión, corresponde a la una falla bifásica en la subestación Yaracuy a 400 kV, con despeje trifásico de la línea a 400 kV Yaracuy – El Tablazo.

Los niveles de transferencia de potencia para las diversas áreas del sistema interconectado, correspondientes al escenario de límite Exportación Yaracuy, se muestran en la Tabla 4.1.11.

Tabla 4.1.11. Límite de Transmisión para la Exportación Yaracuy. Año 2005. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7353
Importación Centro	5169
Importación Centro – Occidente	2377
Exportación Yaracuy	1907

4.1.2. Límites de Transmisión con el modelo de carga CLOD.

A partir de los escenarios anteriores en los cuales se utilizó el modelo de carga ZIP: 60 % potencia constante, 40 % impedancia constante, se realizaron ajustes en el despacho de generación para la determinación de cada límite de transmisión aplicando el modelo de carga CLOD. Las contingencias y criterios que definen los límites de transmisión son los mismos empleados en el caso anterior.

a) Límite de transmisión para la Exportación EDELCA:

Tabla 4.1.12. Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2005. Modelo de carga CLOD.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7424
Importación Centro	5240
Importación Centro – Occidente	2249
Exportación Yaracuy	1762

b) **Límite de transmisión para la Importación Centro:**

Tabla 4.1.13. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2005.
Modelo de carga CLOD.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7322
Importación Centro	5146
Importación Centro – Occidente	2226
Exportación Yzacuy	1739

c) **Límite de transmisión para la Importación Centro - Occidente:**

Tabla 4.1.14. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2005. Modelo de carga CLOD.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7155
Importación Centro	4991
Importación Centro – Occidente	2211
Exportación Yzacuy	1727

d) **Límite de transmisión para la Exportación Yzacuy:**

Tabla 4.1.15. Límite de Transmisión para la Exportación Yzacuy. Año 2005. Modelo de carga CLOD.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7281
Importación Centro	5103
Importación Centro – Occidente	2315
Exportación Yzacuy	1827

4.1.3. Límites de Transmisión con el modelo de carga IEELAR.

a) **Límite de transmisión para la Exportación EDELCA:**

Tabla 4.1.16. Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2005. Modelo de carga IEELAR.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7380
Importación Centro	5195
Importación Centro – Occidente	2230
Exportación Yzacuy	1740

b) **Límite de transmisión para la Importación Centro:**

Tabla 4.1.17. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2005. Modelo de carga IEELAR.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7250
Importación Centro	5090
Importación Centro – Occidente	2180
Exportación Yzacuy	1720

c) **Límite de transmisión para la Importación Centro - Occidente:**

Tabla 4.1.18. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2005. Modelo de carga IEELAR.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7120
Importación Centro	4980
Importación Centro – Occidente	2170
Exportación Yzacuy	1710

d) Límite de transmisión para la Exportación Yaracuy:

Tabla 4.1.19. Límite de Transmisión para la Exportación Yaracuy. Año 2005. Modelo de carga IEELAR.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7260
Importación Centro	5060
Importación Centro – Occidente	2290
Exportación Yaracuy	1780

4.2. LÍMITES DE TRANSMISIÓN PARA EL ESCENARIO DEL AÑO 2012.

A continuación se presentan los límites de transmisión obtenidos a partir del caso base del año 2012, con la utilización de los modelos de carga ZIP y CLOD. Los límites corresponden a la Exportación EDELCA, Importación Centro, Importación Centro Occidente y Exportación Yaracuy.

La Tabla 4.2.1, muestra las condiciones de generación, demanda e intercambio para el caso base del año 2012. Estas condiciones varían de acuerdo con el límite de transmisión considerado.

La Tabla 4.2.2., muestra el valor de los diversos intercambios entre los nexos que definen los límites en estudio para el caso base del año 2005.

La Tabla 4.2.3., muestra los valores de generación de las principales plantas del SIN.

En las Figuras 4.2.1., 4.2.2. y 4.2.3., se pueden observar los perfiles de tensión para las barras representativas del SIN en los niveles de tensión 765, 400, y 230 kV.

Tabla 4.2.1. Generación, Demanda e Intercambio. Caso Base año 2012

	Generación (MW)	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
CADAFE Centro	1310	3992	2816
CADAFE Occidente	810	1048	273
CADAFE Oriente	411	2245	2143
EDELCA	12939	5016	-7716
EDC	1820	2245	451
ENELCO	28	628	655
ENELVEN	982	1560	600
ENELBAR	170	583	419
SENECA	175	246	75
SECT. PETR. OCC	201	303	103
COLOMBIA	0	65	65
SUR	0	117	122
TOTAL	18846	18250	0

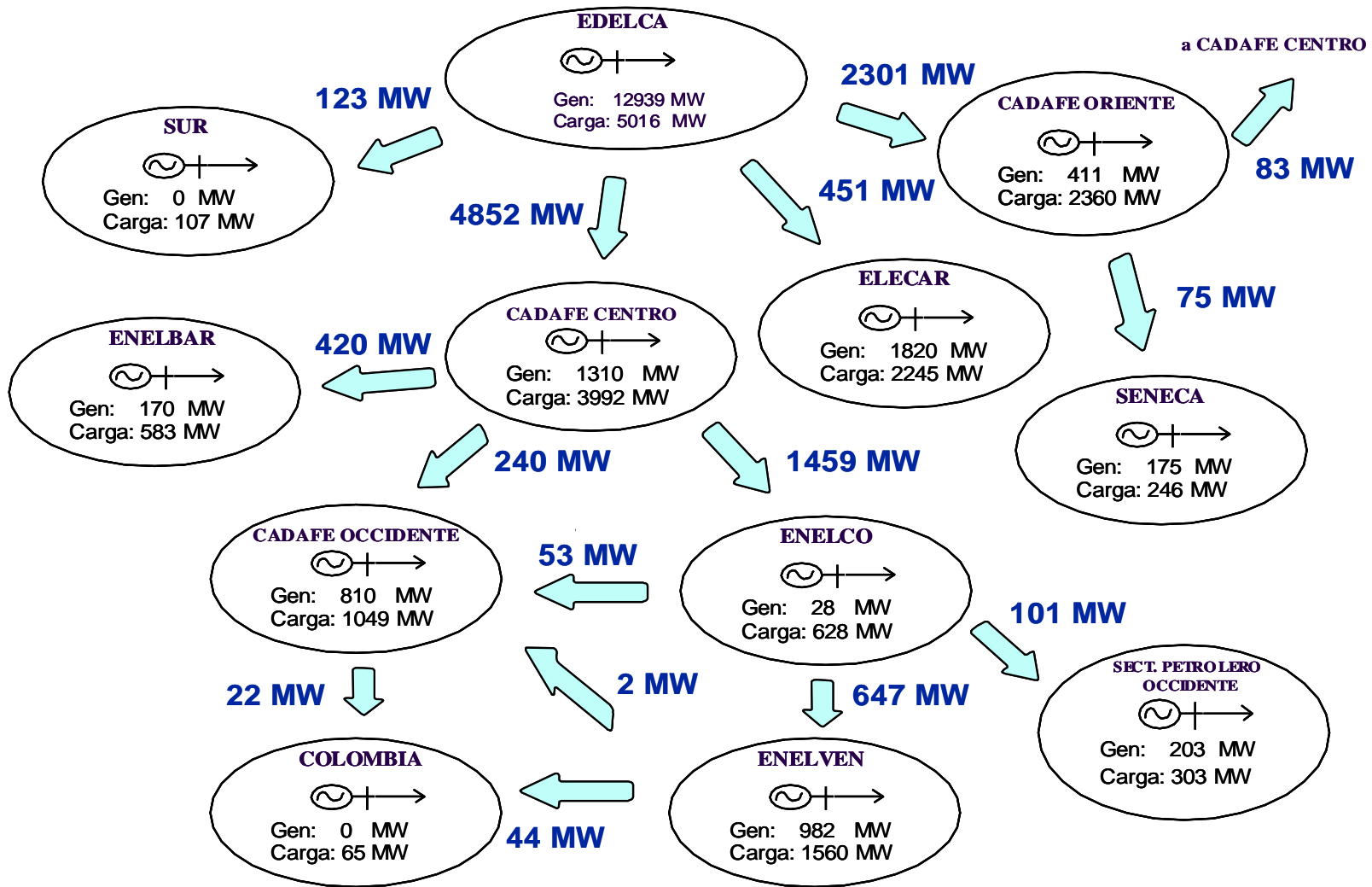


Figura 4.2.1. Esquema de Generación, Demanda e Intercambio. Caso Base Año 2012.

Tabla 4.2.2. Intercambio de potencia entre áreas. Caso Base año 2012

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	7810
Importación Centro	4795
Importación Centro – Occidente	2429
Exportación Yaracuy	1855

Tabla 4.2.3. Unidades de Generación Importantes. Caso Base año 2012

Nombre de la Planta	Generación (MW)	N° de Unidades
Guri A (1- 10)	2150	8
Guri B (11 – 20)	5319	9
Macagua II	2000	10
Caruachi	1700	11
Tocoma	1260	7
El Tigre	260	2
Guanta	230	2
Planta Centro	1050	3
C.R.Z	1260	5
El Sitio	160	1
O.A.M.	240	3
Ramón Laguna	300	2
Termo Zulia	420	3
Costa Occidental	140	1
San Agatón	140	1
La Vueltona	250	1

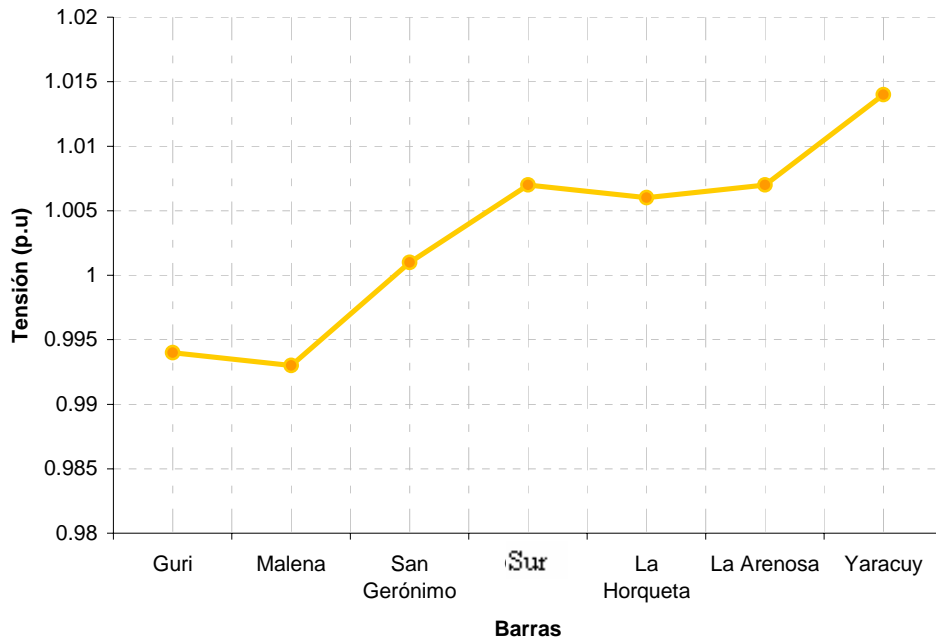


Figura 4.2.2. Perfil de Tensiones a 765 kV. Caso Base 2012.

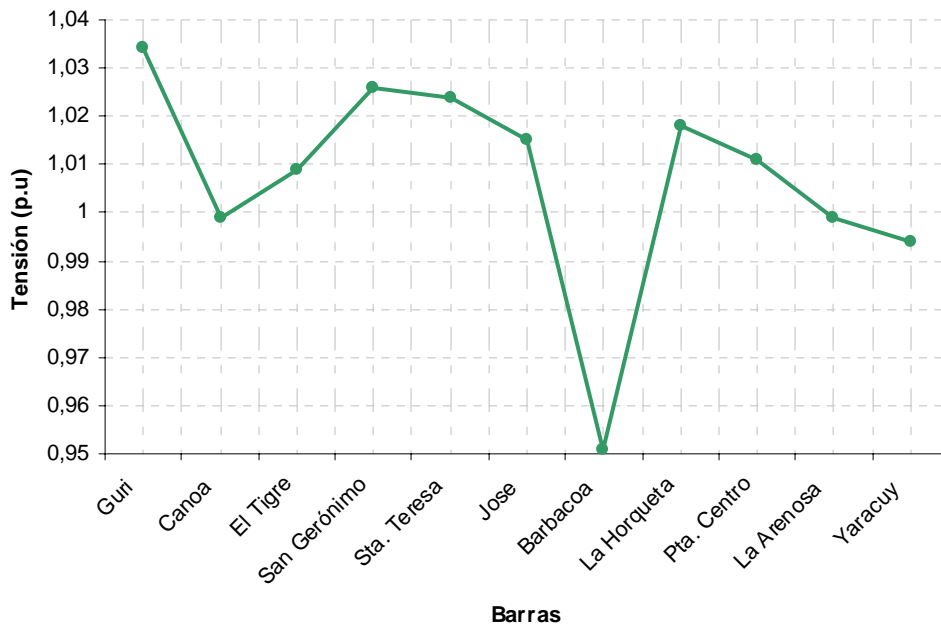


Figura 4.2.3. Perfil de Tensiones a 400 kV. Caso Base 2012

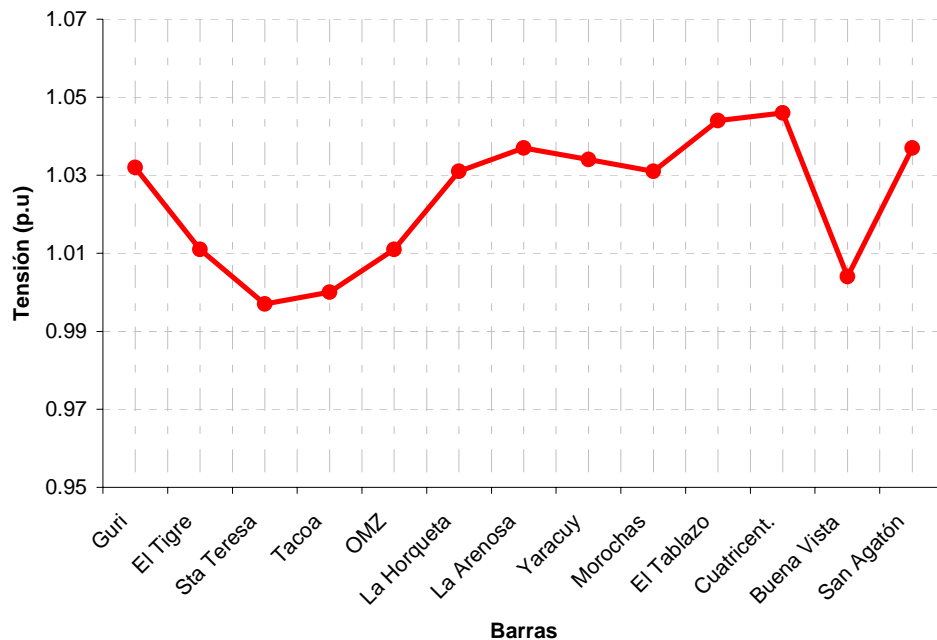


Figura 4.2.4. Perfil de Tensiones a 230 kV. Caso Base 2012.

4.2.1. Límites de Transmisión con el modelo de carga ZIP: 60% P,Q ; 40% Z cte.

a) Límite de transmisión para la Exportación EDELCA:

Tabla 4.2.4. Resumen de Generación. Exportación EDELCA. Año 2012.

Nombre de la Planta	Generación (MW)
Guri	8198
Macagua	2150
Caruachi	1700
Tocoma	1260
Planta Centro	680
C.R.Z	1120
O.A.M	240
La Vultosa	150
Ramón Laguna	300
Termo Zulia	280
Costa Occid.	140

El límite de transmisión para la Exportación EDELCA está definido por el criterio de la tensión mínima después de la falla, en la barra Acarigua II a 230 kV, como producto de una falla monofásica en la subestación Guri a 765 kV, con despeje trifásico de la línea N° 1 Guri – Malena a 765 kV.

Tabla 4.2.5. Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2012. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z constantes.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8733
Importación Centro	5476
Importación Centro – Occidente	2676
Exportación Yaracuy	2084

En el ANEXO I, se muestra el flujo de cargas de la Red Troncal para el caso límite de Exportación EDELCA con la línea N°1 Guri – Malena a 765 kV, fuera de servicio.

En el ANEXO II, se encuentran las salidas de las variables monitoreadas en la simulación de régimen dinámico.

c) Límite de Transmisión para la Importación Centro:

Tabla 4.1.6. Resumen de Generación. Importación Centro. Año 2012.

Nombre de la Planta	Generación (MW)
Guri	7665
Macagua	2150
Caruachi	1700
Tocoma	1260
Planta Centro	780
C.R.Z	1240
O.A.M	240
La Vultosa	240
Ramón Laguna	300
Termo Zulia	420
Costa Occid.	140

Este límite de transmisión viene dado por la tensión mínima después de la falla en la subestación Acarigua II a 230 kV, como producto de una falla monofásica en la subestación La Arenosa a 765 kV, con despeje trifásico de la línea a 765 kV San Gerónimo – La Arenosa.

El límite de transmisión para la Importación Centro así como la transferencia de potencia en las otras áreas en estudio para este escenario, se muestra a continuación:

Tabla 4.2.7. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2012.
Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z constantes.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8204
Importación Centro	5048
Importación Centro – Occidente	2408
Exportación Yaracuy	1841

c) **Límite de Transmisión para la Importación Centro-Occidente:**

Tabla 4.2.8. Resumen de Generación. Importación Centro – Occidente.
Año 2012.

Nombre de la Planta	Generación (MW)
Guri	7684
Macagua	2150
Caruachi	1700
Tocoma	1260
Planta Centro	950
C.R.Z	1260
O.A.M	240
La Vueltona	200
Ramón Laguna	300
Termo Zulia	270
Costa Occid.	120

El límite de transmisión en este caso está definido por el criterio que establece que la tensión no debe permanecer por debajo 0.9 p.u. por más de 1 s, en la barra perteneciente a la subestación Buena Vista, como producto de una falla monofásica en la subestación La Arenosa a 765 kV, con despeje trifásico de la línea de transmisión a 765 kV San Gerónimo – La Arenosa.

Las magnitudes de intercambio de potencia en las diversas áreas del sistema interconectado, para el límite de Importación Centro – Occidente, se muestran en la Tabla 4.2.9.

Tabla 4.2.9. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2012. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8263
Importación Centro	5037
Importación Centro – Occidente	2632
Exportación Yaracuy	2057

d) Límite de transmisión para la Exportación Yaracuy:

Tabla 4.2.10. Resumen de Generación. Exportación Yaracuy. Año 2012.

Nombre de la Planta	Generación (MW)
Guri	7852
Macagua	2150
Caruachi	1700
Tocoma	1260
Planta Centro	1260
C.R.Z	1120
O.A.M	240
La Vueltoza	150
Ramón Laguna	300
Termo Zulia	150
Costa Occid.	150

En este caso, la contingencia utilizada para el cálculo de la Exportación – Yaracuy, corresponde a la una falla bifásica en la subestación Yaracuy a 400 kV, con despeje trifásico de la línea de transmisión a 400 kV Yaracuy – El Tablazo. El límite de transmisión en este caso está definido por el criterio que establece que la tensión no debe permanecer por debajo 0.9 p.u. por más de 1 s, en la barra perteneciente a la subestación Buena Vista.

Los niveles de transferencia de potencia para las diversas áreas del sistema interconectado, correspondientes al escenario para el límite de Exportación Yaracuy, se muestran en la Tabla 4.2.11.

Tabla 4.2.11. Límite de Transmisión para la Exportación Yaracuy. Año 2012. Modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8319
Importación Centro	5111
Importación Centro – Occidente	2717
Exportación Yaracuy	2150

4.2.2. Límites de Transmisión con el modelo de carga CLOD.

En estos casos los criterios que definen los límites de transmisión son los mismos utilizados para el modelo de carga ZIP: 60 % P,Q; 40 Z constantes.

a) Límite de transmisión para la Exportación EDELCA:

Tabla 4.2.12. Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2012. Modelo de carga CLOD.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8680
Importación Centro	5420
Importación Centro – Occidente	2650
Exportación Yaracuy	2060

b) Límite de transmisión para la Importación Centro:

Tabla 4.2.13. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2012.
Modelo de carga CLOD.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8172
Importación Centro	5018
Importación Centro – Occidente	2408
Exportación Yzacuy	1841

c) Límite de transmisión para la Importación Centro - Occidente:

Tabla 4.2.14. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2012. Modelo de carga CLOD.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8174
Importación Centro	5000
Importación Centro – Occidente	2590
Exportación Yzacuy	2015

d) Límite de transmisión para la Exportación Yzacuy:

Tabla 4.2.15. Límite de Transmisión para la Exportación Yzacuy. Año 2012. Modelo de carga CLOD.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8253
Importación Centro	5061
Importación Centro – Occidente	2660
Exportación Yzacuy	2090

4.2.3. Límites de Transmisión considerando el proyecto Termobarrancas.

Se consideró la sensibilidad de los límites de transmisión con la incorporación de dos unidades de generación de 150 MW cada una, correspondientes al proyecto Termobarrancas. Estas unidades fueron ubicadas en una barra conectada a la subestación Barinas IV a 230 kV por una línea doble terna de 1 km de longitud. Este proyecto contempla además, el desvío de la línea doble terna a 230 kV Barinas IV – Planta Paéz hacia la subestación a Buena Vista.

Las contingencias y los criterios que definen los límites de transmisión corresponden a las utilizados en escenario del año 2012 (punto 4.2.1) donde se no se incluye este proyecto. Sin embargo, la barra crítica del sistema resultó la correspondiente a la subestación Morochas a 230 kV, a diferencia del caso anterior donde resultó ser la correspondiente a la subestación Acarigua II a 230 kV.

a) Límite de transmisión para la Exportación EDELCA:

Tabla 4.2.16. Límite de Transmisión para la Exportación EDELCA. Año 2012. Incluyendo el proyecto Termobarrancas.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8930
Importación Centro	5663
Importación Centro – Occidente	2664
Exportación Yaracuy	2088

b) Límite de transmisión para la Importación Centro:

Tabla 4.2.17. Límite de Transmisión para la Importación Centro. Año 2012. Incluyendo el proyecto Termobarrancas.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8391
Importación Centro	5171
Importación Centro – Occidente	2709
Exportación Yaracuy	2072

c) **Límite de transmisión para la Importación Centro - Occidente:**

Tabla 4.2.18. Límite de Transmisión para la Importación Centro - Occidente. Año 2012 Incluyendo el proyecto Termobarrancas.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8387
Importación Centro	5159
Importación Centro – Occidente	2753
Exportación Yzacuy	2113

d) **Límite de transmisión para la Exportación Yzacuy:**

Tabla 4.2.19. Límite de Transmisión para la Exportación Yzacuy. Año 2012. Incluyendo el proyecto Termobarrancas.

Área de Intercambio de Potencia	Intercambio (MW)
Exportación EDELCA	8347
Importación Centro	5179
Importación Centro – Occidente	2733
Exportación Yzacuy	2165

4.3. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO VARIACIONES EN EL CRITERIO DE MÍNIMA TENSIÓN POST-FALLA.

Partiendo de los escenarios de generación anteriormente planteados para la determinación de los límites de transmisión para el año 2005, se varió el criterio de mínima tensión después de ocurrida la falla y se calcularon los límites de transmisión correspondientes a la Exportación EDELCA y la Importación Centro – Occidente, manteniendo los demás criterios utilizados para los estudios de régimen permanente y de régimen dinámico constantes.

Los niveles de tensión en p.u., a los cuales se ajustó el criterio de mínima tensión post-falla son los siguientes: 0.85, 0.8, 0.75, 0.7, 0.65. En estos casos no se realizaron ajustes en elementos del sistema que afectaran los niveles de tensión en las redes de transmisión, debido a que se desea observar el efecto del aumento de la transferencia entre áreas en las tensiones.

Se varió los niveles de transferencia de potencia entre áreas, ajustando la generación de acuerdo con el área de intercambio en estudio, manteniendo el número de unidades de generación igual al caso base inicial con la finalidad de no modificar la estabilidad del sistema debido a esa condición.

En la Tabla 4.3.1 se muestran los valores límites de transmisión con la aplicación de una falla monofásica en la subestación Guri a 765 kV con despeje trifásico de la línea Guri - Malena, que define el límite para Exportación EDELCA por el criterio de mínima tensión post-falla en la subestación Acarigua II a 230 kV.

Tabla 4.3.1. Límites de transmisión para la Exportación EDELCA variando el criterio de mínima tensión post-falla.

Tensión Mínima Post-Falla. (p.u.)	Exportación EDELCA
0.84	7429
0.80	7446
0.75	7492
0.70	7508
0.65	7517

Para la Importación Centro – Occidente se tiene que la barra donde se presenta la condición límite en el criterio de mínima tensión post-falla corresponde a la subestación Acarigua II a 230 kV.

Tabla 4.3.2. Límites de transmisión para la Importación Centro- Occidente variando el criterio de mínima tensión post-falla.

Tensión Mínima Post-Falla. (p.u.)	Importación Centro-Occidente
0.84	2222
0.80	2280
0.75	2323
0.70	2341
0.65	2349

En las Figuras 4.3.1 y 4.3.2. se muestran las curvas de sensibilidad de la tensión frente a variaciones en el criterio de mínima tensión una vez despejada la falla para los límites de transmisión de Exportación Edelca e Importación Centro – Occidente. Las tensiones corresponden a la barra Acarigua II a 230 kV.

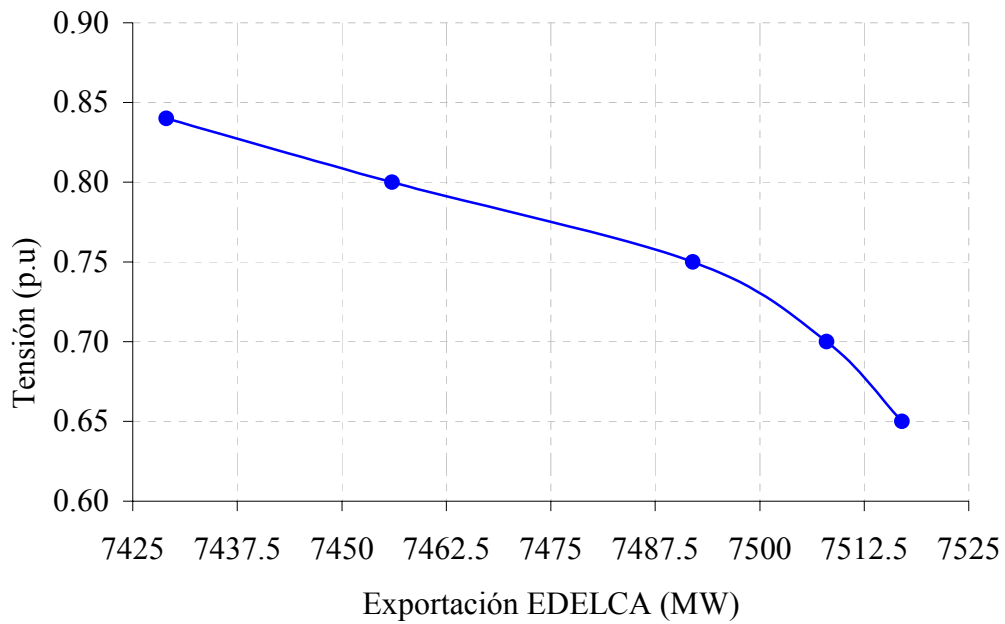


Figura 4.3.1. Sensibilidad para el criterio de mínima tensión post-falla para el caso límite de transmisión para la Exportación EDELCA.

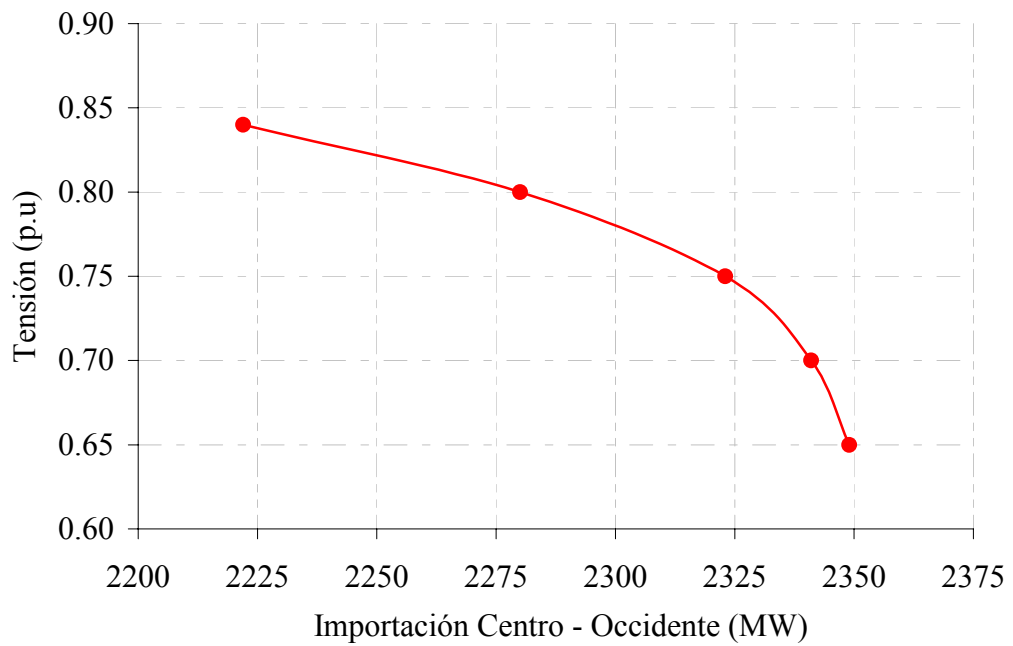


Figura 4.3.2. Sensibilidad para el criterio de mínima tensión post-falla para el caso límite de transmisión para la Importación Centro – Occidente.

4.4. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA COMPOSICIÓN DE LA CARGA EN EL MODELO ZIP.

Se consideraron variaciones en la composición de la carga para el modelo ZIP, inicialmente compuesto por 60% potencia constante y 40% impedancia constante, en las áreas de ENELVEN- ENELCO. Sobre los escenarios planteados anteriormente para cada límite de transmisión, se observó el comportamiento del sistema bajo las nuevas composiciones de carga para el modelo ZIP y en cada caso se ajustaron y compararon los nuevos límites.

Los límites de transmisión fueron calculados utilizando los mismos criterios y metodología planteada en los casos anteriores. Para éstos casos no se realizaron ajustes en el sistema, es decir, el estudio de sensibilidad se limitó a variar la composición del modelo de carga y ajustar los niveles de transferencia hasta obtener una condición crítica en los criterios de operación y planificación.

En la Tabla 4.4.1, se muestran los límites de transmisión para cada área de intercambio en estudio para las variaciones de la composición de la carga del modelo ZIP.

Tabla 4.4.1. Sensibilidad de los Límites de Transmisión para variaciones en la composición de la carga del área de ENELVEN / ENELCO utilizando el modelo ZIP.

INTERCAMBIOS ENTRE ÁREAS (MW)	Modelo de Carga			
	60 % P,Q 40 % Z constante	50 % P,Q 50 % Z constante	65 % P,Q 35 % Z constante	70 % P,Q 30 % Z constante
Exportación EDELCA	7446	7525	7260	7020
Importación Centro	5176	5230	5020	4730
Importación Centro – Occidente	2280	2310	2190	2030
Exportación Yaracuy	1890	1908	1795	1710

CAPÍTULO V

COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 ESCENARIO DEL AÑO 2005.

Para los límites de transmisión analizados, los ángulos de los generadores presentaron un comportamiento oscilatorio amortiguado, estabilizándose rápidamente en aproximadamente tres segundos una vez despejada la falla. Las excursiones angulares de las máquinas varían de acuerdo a la localización de la falla, resultando mayores para las máquinas de menor tamaño cercanas al punto fallado. En el Anexo II, se muestran los ángulos de las unidades más importantes de generación.

En cuanto al comportamiento de la frecuencia de los generadores, se tiene que las unidades de Guri, tienen una frecuencia máxima de 60.2 Hz que decrece a 60.05 Hz, en aproximadamente 5 segundos.

Los criterios que determinan los límites de transmisión son los establecidos para los estudios en régimen dinámico, específicamente el de mínima tensión una vez despejada la falla en los límites transmisión para la Exportación EDELCA, la Importación Centro y la Importación Centro – Occidente y el criterio de recuperación de tensión en régimen dinámico para la Exportación Yaracuy; todos ellos aplicados en barras del sistema de occidente. En tal sentido, se observa en las figuras correspondientes a la simulación en régimen dinámico (Anexo II), que las tensiones tienen características similares en toda la red a 230 kV del área de occidente, siendo estas las que presentan oscilaciones de tensión de mayor amplitud en el sistema.

En los diagramas unifilares (Anexo I) se pueden observar los resultados de los flujos de carga realizados en condiciones posteriores al despeje de la contingencia que define cada límite de transmisión. Se observa que las tensiones más bajas del sistema se presentan en la red de transmisión a 230 kV del área de occidente. A nivel de transmisión, las barras con

tensiones menores en el área de occidente corresponden a las subestaciones de Morochas, Buena Vista y Acarigua II a 230 kV.

El límite de transmisión para la Exportación EDELCA es unos 500 MW superior al calculado por OPSIS para el año 2004 y 300 MW superior a la condición de máxima transferencia de potencia, ocurrida el 22-11-2004 y registrada por OPSIS, donde se alcanzó un intercambio para la Exportación Guayana de 7133 MW. Por tal motivo se espera que para el año 2005 el sistema opere en condiciones cercanas a los límites de transmisión determinados en este estudio.

En la Tabla 5.1 se presenta un resumen de los límites de transmisión que incluye los intercambios en las otras áreas de estudio. Los límites de transmisión son mostrados en la diagonal de la tabla. Cada columna corresponde a un escenario de generación distinto, en el que se especifica la contingencia empleada en la determinación de cada límite de transmisión y en el que se muestran los niveles de transferencia para cada área. Se tiene, por ejemplo en la primera columna que para límite de Exportación EDELCA (7446 MW), el cual está determinado por una falla monofásica en la S/E Guri a 765 kV, con despeje de una de las líneas Guri – Malena a 765 kV, el intercambio hacia el centro es de 5261 MW, la Importación Centro - Occidente corresponde a 2249 MW y la Exportación Yaracuy corresponde a 1762 MW.

En la Tabla 5.1, se observa que la transferencia de potencia activa para la Importación Centro, asociada al límite de Exportación EDELCA, es mayor que el límite de transmisión para la Importación Centro. Esto indica, que si se considera la limitación en la transferencia hacia el área central del país el límite de Exportación EDELCA se reduce en unos 120 MW y la contingencia crítica en el sistema en esta condición de intercambio sería la que determina el límite de Importación Centro.

Tabla 5.1. Resumen de Límites de Transmisión. Año 2005. Modelo Zip: 60% P, 40% Z constantes.

Áreas de Intercambio de Potencia	Falla que determina el límite de transmisión			
	1F-T L/T 765 kV Gurí - Malena	1F-T L/T 765 kV San Gerónimo – Horqueta	1F-T L/T 765 kV Arenosa-Yaracuy	2F-T L/T 400 kV Yaracuy - Tablazo
Exportación EDELCA	7446	7322	7234	7381
Importación Centro	5261	5176	5063	5193
Imp. Centro – Occidente	2249	2226	2280	2398
Exportación Yaracuy	1762	1739	1793	1907

En el caso del límite de transmisión Centro – Occidente, este se alcanza cumpliendo con los límites calculados para las otras áreas de estudio. En este caso se puede observar que se redujo la magnitud de la Importación Centro, aumentando la generación en esta área, con la finalidad de maximizar la transferencia Centro - Occidente.

Para el límite de transmisión asociado a la Exportación Yaracuy, se tiene una limitación importante en el área Centro - Occidente. Si se observa la Tabla 5.1, es posible notar que en el límite de transmisión determinado para la Exportación Yaracuy hay una violación en el límite de transmisión para la Importación Centro - Occidente cercana a los 120 MW. Debido a las características actuales del sistema, no es factible conseguir un aumento en los niveles de transferencia a través de los nexos que definen la Exportación Yaracuy sin el aumento directo en la Importación Centro - Occidente limitada a 2280 MW. Por esta razón si se toma en consideración la limitante en la transferencia de potencia por los nexos que definen la Importación Centro - Occidente, se tiene que el límite de Exportación Yaracuy se reduciría al valor del intercambio calculado para la Importación Centro – Occidente que corresponde a 1793 MW. Estas limitaciones deben ser tomadas en cuenta, ya que si establece un límite de transmisión que no es posible alcanzar sin exceder la capacidad de transferencia en otra área, el sistema no se encontrará operando de manera confiable bajo la

premisa de que el sistema debe ser capaz de soportar cualquier contingencia del tipo n-1 en la red de transmisión.

Si se toma en consideración el impacto de los límites de transmisión en el intercambio con las otras áreas del sistema, se puede afirmar que las contingencias más severas para las condiciones de generación y demanda planteadas para el escenario del año 2005 corresponden a la falla monofásica en la línea de transmisión a 765 kV Yaracuy – La Arenosa en el extremo de la subestación Yaracuy y la falla monofásica en la línea de transmisión a 765 kV San Gerónimo – Horqueta en el extremo de la subestación San Gerónimo a 765 kV.

En el ANEXO I, se encuentran los resultados de la simulación de flujo de carga para la condición posterior al despeje de la contingencia aplicada para la determinación de cada uno de los límites de transmisión.

En los diagramas unifilares correspondientes a la Red Troncal y al Sistema Centro – Occidente se observa que las condiciones más favorables en la red de 230 kV del sistema occidental, posteriores al despeje de la falla, se presentan para el límite de transmisión de Exportación EDELCA, mientras que la peor condición es para el límite de Exportación Yaracuy.

5.2 ESCENARIO DEL AÑO 2012.

Para este escenario se estima un incremento en la capacidad instalada de generación del orden de los 5000 MW en comparación con el escenario del año 2005, de los cuales 2160 MW corresponden al proyecto hidroeléctrico de Tocoma situado en la región de Guayana. El resto de la generación se encuentra distribuida en las áreas del oriente, centro y occidente del país.

La demanda estimada es de unos 18250 MW, lo que representa un incremento de 3770 MW equivalente a 26 % de crecimiento con respecto a la demanda máxima estimada para el año 2005. El mayor crecimiento en la demanda del sistema corresponde a las áreas de EDELCA y el área de central del país con incrementos estimados por el orden de los 1300 y 1000 MW respectivamente.

Tabla 5.2. Resumen de Límites de Transmisión. Año 2012. Modelo ZIP: 60% P, 40% Z constantes.

Áreas de Intercambio de Potencia	Falla que determina el límite de transmisión			
	1F-T L/T 765 kV Gurí - Malena	1F-T L/T 765 kV Arenosa -San Gerónimo	1F-T L/T 765 kV Arenosa - San Gerónimo	2F-T L/T 400 kV Yaracuy - Tablazo
Exportación EDELCA	8733	8204	8223	8319
Importación Centro	5476	5048	5037	5111
Imp. Centro – Occidente	2670	2408	2632	2717
Exportación Yaracuy	2084	1841	2057	2150

Con la puesta en servicio de la central hidroeléctrica de Tocomá, EDELCA estará en capacidad de suplir el incremento de su demanda interna y de aumentar su nivel de intercambio de potencia con el resto del sistema eléctrico nacional a 8700 MW.

Con la puesta en servicio de la segunda línea de transmisión a 765 kV Yaracuy – La Arenosa, el límite de Importación Centro - Occidente queda definido, al igual que Importación Centro, por una falla monofásica en la línea de transmisión La Arenosa – San Gerónimo, siendo una limitación muy importante la capacidad en la importación de potencia hacia el centro del país. Debido a que este es un escenario a largo plazo, es posible que ampliaciones en la red transmisión no incluidas en este escenario, planificadas a posteriori permitan el incremento en este límite de transmisión. Estas condiciones deben ser analizadas cuando se disponga de la información pertinente.

Los límites de transmisión obtenidos con la incorporación de dos unidades de generación de 150 MW cada una y las obras de transmisión asociadas al proyecto Termobarrancas, son mayores a los calculados para el escenario 2012 donde no se incluye este proyecto. Esto se debe al incremento significativo en el soporte de reactivos en el sistema Acarigua II – Barinas IV – Buena Vista que mejora el perfil de tensiones en esta área. Los incrementos en los límites de transmisión son los siguientes: para el límite de transmisión EDELCA corresponde a 197 MW, para el límite de Importación Centro es de 123 MW, para la Importación Centro – Occidente es de 121 MW y para la Exportación Yaracuy el incremento es de 15 MW.

Es de hacer notar, que el proyecto de generación y transmisión asociado a Termobarrancas tiene influencia en todos los límites de transmisión determinados en este estudio, debido a que se encuentra ubicado cerca de las barras críticas del sistema donde fueron aplicados los criterios de operación y planificación para definir los límites de transmisión.

5.3 MODELOS DE CARGA DE ENELVEN / ENELCO.

De la comparación de las Tablas 5.1 y 5.3, se puede observar que la variación porcentual en los límites de transmisión utilizando el modelo ZIP y el modelo CLOD es desigual para las áreas consideradas. Todos los niveles máximos de intercambio entre áreas resultaron menores con el uso del modelo de carga CLOD en comparación con los determinados utilizando el modelo ZIP.

Tabla 5.3. Resumen de Límites de Transmisión. Año 2005. Modelo CLOD.

Áreas de Intercambio de Potencia	Falla que determina el límite de transmisión			
	1F-T L/T 765 kV Gurí - Malena	1F-T L/T 765 kV San Gerónimo – Horqueta	1F-T L/T 765 kV Arenosa-Yaracuy	2F-T L/T 400 kV Yaracuy - Tablazo
Exportación EDELCA	7424	7155	7155	7281
Importación Centro	5240	5146	4991	5103
Imp. Centro – Occidente	2249	2226	2211	2315
Exportación Yaracuy	1762	1739	1727	1827

La menor diferencia porcentual en los límites de transmisión es de 0.3 % y corresponde al límite de transmisión para la Exportación EDELCA. La Importación Centro es menor en 30 MW que representan un 0.6 % de la magnitud total del intercambio. La Importación Centro Occidente presenta una disminución de 87 MW, lo que constituye un 4.2 % del intercambio. Considerando estas variaciones, se puede afirmar que con la utilización del modelo de carga CLOD se obtienen límites de transmisión más pesimistas en las áreas cercanas al sistema de ENELVEN / ENELCO en el cual fue aplicado.

Con respecto al comportamiento angular del sistema, se tiene que en el área de occidente las unidades de generación presentan oscilaciones angulares mayores con la utilización del modelo CLOD. Ver Anexo II: Figuras A2.36 y A2.37.

El comportamiento dinámico de las tensiones a corto plazo en el área de occidente presenta variaciones significativas con respecto al obtenido con el modelo clásico de carga. En este caso se tiene que el modo de oscilación y la recuperación de las tensiones en la red a 230 kV del sistema occidental son más lentas, afectando los límites de transmisión de acuerdo a los criterios de tensión en régimen dinámico. Ver Anexo II: Figuras A2.38 y A2.39.

Se observa además que el flujo de potencia reactiva se incrementa a través de los nexos que definen la Exportación Yaracuy. Para el escenario del Año 2005, en el despacho de generación planteado, se tiene que en el sistema occidental las unidades de generación están operando en condiciones cercanas a sus límites de reactivos, por lo que un incremento en la demanda de éstos como consecuencia a de la variación en el punto de operación de los motores de inducción del área producto de una perturbación, debe ser suplida por el resto del sistema.

Con respecto al comportamiento de los componentes de carga del modelo CLOD, en el Anexo II: Figura A2.42, se muestran las curvas de los deslizamientos para los motores de inducción grandes y pequeños frente a una falla. Se observa que el deslizamiento mayor lo presentan los motores de inducción de tamaño pequeño. Es de hacer notar que en este modelo los parámetros de amortiguamiento en el torque de carga son iguales para los motores grandes y pequeños, por lo que el modelo toma en consideración solamente la característica inercial. En el caso de motores pequeños utilizados en compresores de aire acondicionado, que tienen un factor de amortiguamiento en el torque de carga menor al de los motores de gran tamaño, es decir que el torque mecánico presenta menores variaciones con respecto a la velocidad del eje, la representación de estos componentes de carga con el mismo parámetro resulta en un comportamiento optimista de esta fracción carga.

Las simulaciones realizadas utilizando el modelo de carga CLOD, para determinar los límites de transmisión, muestran que el punto de operación (deslizamiento) de los motores de inducción se desplaza, reduciéndose la velocidad de los mismos como consecuencia del comportamiento deprimido de las tensiones en el área de occidente una vez despejada la falla. Esta condición es relevante, ya que tiene influencia en la recuperación de los niveles de tensión en el área de occidente debido al incremento de la potencia reactiva requerida por los motores de inducción. Este incremento significativo de la potencia reactiva demandada por la carga es cubierto por el resto de las unidades de generación sistema ya que las unidades del área se encuentran operando cerca de sus límites de reactivos y son incapaces de suplir tal demanda.

Por otra parte, se obtuvo en las simulaciones realizadas para el cálculo de los límites de transmisión utilizando el modelo CLOD y definidos a con la utilización de los criterios de tensión en régimen dinámico, que los motores de inducción alcanzan un punto de operación estable posterior al despeje de la falla y al régimen transitorio. Este punto de operación es monitoreado a través del deslizamiento de los motores en barras críticas del sistema, el cual alcanza un punto de operación estable cercano al nominal.

De las Figuras 3.8.3 y 3.8.4, correspondientes a la corriente, torque y factor de potencia, se obtiene que según la curva de deslizamiento obtenida, los motores de inducción de tamaño pequeño tienen una mayor demanda de corriente y un factor de potencia más bajo que los motores de gran tamaño. Debido a esto, los motores de inducción pequeños representan la fracción de carga más exigente en potencia reactiva.

La respuesta dinámica del sistema, referidas a los comportamientos angulares de las unidades de generación, tensión en las barras y flujo de potencia activa y reactiva, con la utilización del modelo algebraico de carga IEEL en el área de ENELVEN y ENELCO, es similar a la obtenida con el modelo ZIP. Esto se debe a que la estructura del modelo IEEL es similar a la del modelo ZIP, pudiendo obtenerse mediante particularizaciones en los parámetros exactamente la misma representación en ambos casos. La ventaja del modelo IEEL con respecto al modelo ZIP, es que permite una representación mejor estructurada de acuerdo a los coeficientes y exponentes de los componentes del sistema de carga en relación a la información obtenida del sistema.

En cuanto a la utilización del modelo CIM5. Este se aplicó la barra correspondiente a la subestación Los Claros a 138 kV, en el área de ENELVEN. Se colocaron dos motores de inducción cuyas características de placa se muestran a continuación:

Potencia = 5.5 MW

Tensión Nominal: 6.6 kV

Corriente Nominal = 555 A

$F_p = 0.86$

Velocidad Sincrónica = 1500 r.p.m.

Velocidad en Carga = 1422 r.p.m.

Deslizamiento en Vacío = 0.33 %

Deslizamiento en carga nominal = 5.25%

Corriente de Arranque = 6,2 In

Constante de Inercia = 0.97 s

Se aplicó una falla bifásica a tierra en la S/E Urdaneta 138 kV con despeje trifásico de la línea de transmisión a 138 kV Urdaneta – Los Claros y se observó en la línea sana, la potencia activa, reactiva y la tensión durante y una vez despejada la falla. Se comparó con la aplicación del modelo CLOD y ZIP bajo las mismas condiciones.

Las características obtenidas para el flujo de potencia activa y reactiva por la línea sana se pueden observar en el Anexo II: Figuras A2.43 y A2.44. Se consiguió características similares en la forma de la curva para los modelos CLOD y CIM5, mientras que el modelo ZIP presenta diferencias significativas en el comportamiento del flujo de potencia reactiva en los dos primeros segundos después de ocurrida la falla; período de tiempo en el que se recuperan las tensiones.

En líneas generales el comportamiento del sistema con la utilización del modelo clásico ZIP: 60 % potencia constante 40% impedancia constante, resulta en condiciones más optimistas en las variables eléctricas monitoreadas: ángulos eléctricos de las unidades de generación, tensión y frecuencia, que las obtenidas a partir del uso de los modelos CLOD y IEEL, en los que los límites de transmisión en todos los casos resultaron menores.

5.4. SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO VARIACIONES EN EL CRITERIO DE MÍNIMA TENSIÓN POST-FALLA.

Con respecto al estudio de sensibilidad para el criterio de mínima tensión una vez despejada la falla, se tiene que las curvas obtenidas son similares a las curvas típicas P-V. Sin embargo, es importante resaltar que éstas curvas fueron obtenidas mediante la realización de simulaciones en régimen dinámico, por lo que los puntos representados en las mismas corresponden a condiciones de tensiones transitorias para una barra crítica del sistema. A diferencia, las curvas P-V típicas son obtenidas a través de simulaciones de flujo de carga donde el sistema es representado en régimen permanente.

Comparando las curvas obtenidas se puede apreciar que la correspondiente a la Exportación EDELCA (Figura 4.3.1), presenta pendientes menos pronunciadas que la asociada con la Importación Centro – Occidente (Figura 4.3.2) siendo en ambos casos la misma barra monitoreada debido a que esta define el límite de transmisión en ambos casos. Esto indica un soporte menor de reactivos en el caso de la Importación Centro - Occidente que se refleja en una mayor depresión de la tensión para cambios proporcionales en los niveles de transferencia.

Para valores de tensión mínima posteriores a la falla, por debajo de 0.65 p.u. las simulaciones dinámicas comienzan a divergir matemáticamente haciendo que no sea posible prolongar la curva de sensibilidad de la tensión para incrementos en el intercambio de potencia. Si se considera el nivel de transferencia en el cual la tensión es de 0.65 p.u., como el punto crítico de estabilidad de tensiones a corto plazo, pueden calcularse márgenes de potencia activa con respecto al criterio de 0.8 p.u. actualmente utilizado.

Los márgenes de potencia activa calculados de la manera descrita representan unos 70 MW para la Exportación EDELCA y 60 MW para la Importación Centro – Occidente. Esto

indica que el límite de transmisión calculado está muy cercano al punto crítico de colapso de tensión como producto de una contingencia en la red de transmisión del sistema.

Los márgenes de potencia activa calculados a partir de las curvas de las Figuras 4.3.1 y 4.3.2., obtenidas a partir del estudio de sensibilidad que considera variaciones en el criterio de mínima tensión una vez despejada la falla, son menores comparados con el criterio utilizado por la NERC/WECC descrito en el Capítulo II: Sección 3.9.1., donde se establece una reserva de potencia activa del 5 % determinada mediante curvas P – V.

Se observa que el punto aproximado de tensión donde las pendientes aumentan de forma mayor para aumentos en los niveles de transferencia es de 0.75 p.u.

Se observa, como característica común para los casos de la Exportación EDELCA e Importación Centro – Occidente, un aumento en la amplitud de las oscilaciones en la tensión y un aumento en los ángulos eléctricos de los generadores a medida que se incrementa el intercambio de potencia entre estas áreas.

Para reducciones en la magnitud de la tensión mínima una vez despejada la falla, no se obtienen incrementos significativos en los límites de transmisión. Según se puede apreciar en los resultados obtenidos, para un aumento de 1 % en el nivel de transferencia para la Exportación EDELCA y 3 % para la Importación Centro Occidente, el sistema presenta tensiones cercanas a 0.65 p.u. Por esta razón se considera inapropiado una reducción en la magnitud de la tensión mínima post-falla definida en este criterio.

En referencia al criterio de recuperación de la tensión que establece que ésta no debe permanecer por debajo de 0.9 p.u. por un período de tiempo mayor a un segundo, se obtuvo que el criterio de mínima tensión en barra una vez despejada la falla resultó más restrictivo en la determinación de los límites correspondientes a la Exportación EDELCA, Importación Centro e Importación Centro – Occidente. En el caso del límite de transmisión asociado a la Exportación Yaracuy determinado con el criterio de recuperación de tensión,

se observa que la tensión en el período de tiempo simulado para régimen dinámico (5 s) es cercana a la obtenida en régimen permanente a través de simulaciones de flujo de cargas, esto indica que una reducción en la magnitud de recuperación de tensión (0.9 p.u.) implicaría que el límite de transmisión estaría determinado por el criterio de tensión en régimen permanente.

5.5. SENSIBILIDAD DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO VARIACIONES EN LA COMPOSICIÓN DE LA CARGA EN EL MODELO ZIP.

En la Tabla 4.4.1, se puede apreciar la variación en los límites de transmisión de acuerdo a la composición de la carga. A medida que se aumenta el porcentaje de potencia activa y reactiva constante (en pasos del 5%) representada en el modelo, los límites de transmisión se reducen de forma considerable.

Para el límite de Exportación EDELCA, se tiene una diferencia de 420 MW entre la representación con 70 % de potencia constante más severa y la representación con 60 % de potencia constante, lo que representa un 6 % de. Para la Importación Centro se tiene una diferencia de 440 MW, lo que constituye un 9 % de la magnitud del intercambio. Para el límite de Importación Centro - Occidente se tiene una diferencia de 250 MW, lo que representa un 11 % de disminución en el nivel de transferencia.

Esto es acorde con el comportamiento teórico esperado, en el que una representación mayor de potencia constante resulta más severa en cuanto a la amplitud de las oscilaciones angulares y de tensión.

Una vez ajustado los niveles de transferencia para cumplir con los criterios de operación y planificación establecidos, los modos y amplitudes de las oscilaciones de la tensión son similares para distintos porcentajes de potencia e impedancia constante considerados. Sin embargo para variaciones similares en los intercambios de potencia entre áreas, el sistema

presenta oscilaciones angulares y de tensión mayor a medida que se aumenta la composición de potencia constante en el modelo de carga.

De los resultados de las simulaciones dinámicas obtenidas del estudio de sensibilidad es importante señalar, que no es posible la representación adecuada de las características transitorias de la tensión, mediante el ajuste de los parámetros del modelo ZIP en comparación con las obtenidas con el modelo CLOD, debido a que el comportamiento en la forma de oscilación, tiempos de ocurrencia de la tensión mínima y frecuencia de oscilación de la tensión es similar para variaciones en la composición de potencia e impedancia constante.

Se tiene que al aumentar el porcentaje de potencia constante, las magnitudes finales de recuperación de tensión de las simulaciones dinámicas presentan menor diferencia con las simulaciones de flujo de carga en las que se utiliza un porcentaje de 100 % potencia constante.

Es necesario determinar los porcentajes adecuados en la composición de la carga para el modelo ZIP, debido a que variaciones en el orden del 10 % en los porcentajes de composición de la carga, tienen influencia significativa en los límites de transmisión. Por otra parte se debe verificar mediante mediciones en campo si el comportamiento dinámico es acorde con el modelo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De las simulaciones realizadas para la determinación de los límites de transmisión Exportación EDELCA, Importación Centro, Importación Centro - Occidente, Exportación Yaracuy, con los escenarios de los años 2005 y 2012 para el Sistema Eléctrico Nacional, se tienen las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- Los límites de transmisión para el escenario del año 2005, con la utilización del modelo CLOD en el área de ENELVEN - ENELCO y del modelo ZIP: 60 % potencia constante, 40 % Impedancia constante en el resto del sistema eléctrico son de: 7424 MW para la Exportación Edelca, 5146 MW para la Importación Centro, 2211 MW para la Importación Centro – Occidente y 1827 MW para la Exportación Yaracuy. Siendo éstos límites menores en todas las áreas de intercambio de potencia en comparación con los obtenidos utilizando el modelo clásico ZIP en todo el sistema eléctrico.
- Los límites de transmisión para el escenario del año 2005, con la utilización del modelo ZIP son de: 7446 MW para la Exportación EDELCA, 5176 MW para la Importación Centro, 2280 MW para la Importación Centro – Occidente y 1907 MW para la Exportación Yaracuy, lo que indica que para este escenario el sistema estará operando en condiciones cercanas a las de máxima transferencia de potencia.
- Los límites de transmisión para el escenario del año 2012, obtenidos con la utilización del modelo ZIP son de: 8733 MW para la Exportación EDELCA, 5048 MW para la Importación Centro, 2632 MW para la Importación Centro – Occidente y 2150 MW para la Exportación Yaracuy.
- Se tiene que el Sistema Eléctrico Nacional para el escenario 2005 presenta límites de transmisión para los nexos que definen la Importación Centro y la Importación

Centro - Occidente que reducen la capacidad de la exportación de potencia por parte de EDELCA en unos 120 MW.

- En las simulaciones realizadas el comportamiento angular de las unidades de generación, después de despejada la perturbación es oscilatorio amortiguado, para todos los niveles de intercambio de potencia analizados y para las contingencias aplicadas en la red de transmisión. De lo anteriormente expuesto, se concluye que para los casos analizados el sistema presenta condiciones favorables de estabilidad angular.
- Las contingencias más severas para las condiciones de generación y demanda planteadas para el escenario del año 2005 corresponden a la falla monofásica en la línea de transmisión a 765 kV La Arenosa – Yaracuy en el extremo de la subestación Yaracuy a 765 kV y la falla monofásica en la línea de transmisión a 765 kV San Gerónimo – La Horqueta, ya que posterior al despeje de éstas se presentan las mayores condiciones de depresión de tensión en el área de occidente que limitan la capacidad de transferencia de la Exportación EDELCA y la Exportación Yaracuy.
- La contingencia más severa para las condiciones de generación y demanda planteadas para el escenario del año 2012 corresponde a la falla monofásica en la línea de transmisión a 765 kV San Gerónimo – La Arenosa en el extremo de la subestación La Arenosa, debido a que para este caso se presentan las condiciones de menor intercambio entre las áreas del sistema.
- Los límites de transmisión están definidos en todos los casos por los criterios de tensión utilizados para estudios en régimen dinámico, aplicados a barras del área de Occidente, lo que indica un inadecuado soporte de reactivos en esa región.
- De la revisión teórica de los modelos de carga se obtuvo que el modelo ZIP constituye la representación más básica de la carga. Este modelo no es recomendado

para estudios de estabilidad de tensión, donde se evalúe la evolución de la misma a corto plazo (segundos) en una barra determinada del sistema. En tal sentido, las referencias consultadas recomiendan la utilización de modelos dinámicos para la representación de la carga. En la librería de modelos del PSS/E-28, el modelo dinámico que permite una representación integral de las componentes de carga es el modelo CLOD.

- La diferencia entre los límites de transmisión calculados con el modelo de carga ZIP y el modelo CLOD varía de acuerdo al área de intercambio. La mayor diferencia se presenta en el límite de transmisión correspondiente a la Exportación Yracuy (4,2 %), mientras que la menor está dada por el límite de Exportación EDELCA (0.3 %). Esto indica que el impacto del modelo de carga CLOD sobre los límites de transmisión es mayor para las áreas cercanas a su aplicación.
- La respuesta dinámica del sistema, referidas comportamiento al angular de la unidades de generación, tensión en las barras y flujo de potencia activa y reactiva, con la utilización del modelo algebraico de carga IEEL en el área de ENELVEN y ENELCO, es similar a la obtenidas en las simulaciones donde se utiliza el modelo de carga ZIP: 60% potencia constante, 40 % impedancia constante.
- Del estudio de sensibilidad respecto al criterio de mínima tensión una vez despejada la falla se tiene, que para un incremento aproximado de 1%, con respecto al caso límite de intercambio para la Exportación EDELCA el sistema presenta características oscilatorias que indican inestabilidad de tensiones.
- Del estudio de sensibilidad respecto al criterio mínima de tensión una vez despejada la falla se tiene, que para un incremento aproximado de 3%, con respecto al caso límite de intercambio para la Importación Centro – Occidente, el sistema presenta características en la tensión mínima post-falla y en la recuperación de la tensión que indican un problema de estabilidad de tensiones. Por estas razones se considera

inapropiado una reducción en la magnitud de la tensión mínima post-falla definida en los criterios utilizados para estudios en régimen dinámico.

- Se sugiere la incorporación en los criterios utilizados para la determinación de los límites de transmisión, indicadores que establezcan márgenes de seguridad de potencia activa y reactiva en las barras críticas del sistema. En tal sentido, los criterios establecidos por la NERC/WECC ^{[5],[13]} se realizan análisis de curvas PV y QV para tal fin.
- De las encuestas realizadas a empresas del sector eléctrico de Argentina, Brasil, Colombia, Uruguay y Venezuela, miembros de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), que los criterios de tensión mínima varían en el rango de 0.7 y 0.9 p.u.
- De las encuestas realizadas a empresas pertenecientes a países miembros de la CIER, se obtuvo que todos los países a excepción de Brasil utilizan para la representación de la carga modelos estáticos cuyos porcentajes de composición varían significativamente de un país a otro.
- De la revisión del criterio de tensión para estudios en régimen dinámico que establece que la tensión no debe permanecer por debajo de 0.9 p.u. por más de un segundo, se tiene que debido a la característica de la carga de ENELVEN / ENELCO conformada por un alto porcentaje de motores de inducción de baja inercia asociados a compresores de aires acondicionados residenciales, una condición de depresión de tensión de mayor tiempo a la referida en el criterio puede ocasionar la inestabilidad en éstas cargas.
- La validez de los modelos planteados en las simulaciones dinámicas para la determinación de los límites de transmisión es de corto plazo. Para la evaluación de la estabilidad angular y de tensiones a largo plazo se utilizó actividades de flujo de

carga. Esta última herramienta representa el sistema en condiciones de régimen permanente para un punto de operación en específico. Debido a que la inestabilidad de tensiones presenta principalmente una dinámica de largo plazo, se sugiere la utilización de una herramienta adicional al flujo de carga tradicional que permita la representación dinámica del sistema.

- Se recomienda profundizar el estudio de las limitaciones en la capacidad de transferencia en las áreas del Centro y Centro – Occidente del país, debido a que estas reducen el límite de transmisión correspondiente a la Exportación EDELCA en los escenarios de los años 2005 y 2012 analizados en este estudio.
- Se recomienda la verificación y ajuste de los parámetros del modelo carga CLOD, mediante mediciones de campo, a fin de su implementación en el cálculo de los límites de transmisión para el área de occidente.
- Se recomienda la utilización de las definiciones y clasificaciones de la estabilidad en sistemas de potencia, propuestas por la “IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions” ^[3] en estudios posteriores de Límites de Transmisión, con la finalidad de determinar con mayor claridad los aspectos analizados en los mismos.
- Se recomienda el diseño de una metodología para el cálculo de límites de transmisión que tome en consideración el impacto de los límites de transferencia de potencia sobre las otras áreas del sistema. En tal sentido cada límite de transmisión debe ser factible sin la violación de los límites en las otras áreas, siendo el sistema capaz de soportar una contingencia del tipo n-1.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Gómez, Expósito (Coordinador); **Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica**. McGraw Hills. México. 2002.
- [2] Power System Engineering Research Center (PSERC). **Electric Power Transfer Capability: Concepts, Applications, Sensitivity, Uncertainty**. Publications 01-34. Noviembre 2001.
- [3] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. **Definition and Classification of Power System Stability**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, N°2. May 2004.
- [4] Grainger, John., Stevenson, William.; **Análisis de Sistemas de Potencia**. McGraw Hills. México. 1996.
- [5] Western Stability Commite Council; **Voltage Stability, Undervoltage Load Shedding Stategies and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology**. Final Report. May 1998.
- [6] García Cuesta, Carlos; **Estudio de Estabilidad y Colapso de Voltage**. CVG. Electrificación del Caroní, C.A. “EDELCA”. Departamento de Estudios de Ingeniería. Abril 1999.
- [7] Gimenez, Juan M., Mercado, Pedro; **Evaluación en Línea de la Seguridad de Operación Dinámica de Sistemas Eléctricos**. 10mo Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRÉ. Mayo 2003.
- [8] Romero N., Inés.; **Dynamic Load Models for Power Systems** . Trabajo de

Grado. Universidad de Lund. Suecia. 2002.

- [9] Rosehart, W., Cañizares C., Quintana V.; **Effect of Detailed Power System Models in Traditional and Voltage Stability Constrained Optimal Power-Flow Problems.** IEEE Transactions on Power Systems. Number 1. Volume 18. Febrero 2003.

- [10] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance; **Standard load models for power flow and dynamic performance simulation.** IEEE Transactions on Power Systems. Volume 10. Aug. 1995. Pages 1302-1313 .

- [11] Fernández, Rosa., Rojas, Horacio; **Estabilidad de Tensión en Corto Plazo: Fenómeno, Análisis y Acciones de Control.** U.T.A. Chile. Noviembre 2001.

- [12] Diaz de Leon, John A., Taylor, Carson W.; **Understanding and Solving Short-Term Voltage Stability Problems.** Proceeding of IEEE/PES Summer Meeting. 2002.

- [13] Alberta Electric System Operator (AESO). **Reliability Criteria.** Draft Two. Noviembre, 2004.

- [14] Oficina de Operación de Sistemas Interconectados OPSIS; **Límites de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2003 - 2004.** Informe EO-02-2003. Venezuela.

- [15] Oficina de Operación de Sistemas Interconectados OPSIS; **Informe Anual 2003.** Venezuela.

- [16] Tarazona, Javier.; **Análisis de los Límites de Transmisión del Sistema Interconectado, desde el punto de vista de estabilidad.** Trabajo de Grado. U.C.V. Abril 1986.

- [17] García, Carlos., Martín, José R., Sánchez, Rosalinda; **Casos Base del Sistema Eléctrico Nacional Período 1993-2012.**CVG. EDELCA. División de Ing. de Transmisión. Dpto. de Ingeniería. 1993.
- [18] Delgado, José A., Tarazona, Javier; **Criterios para la modelación del Sistema Eléctrico Nacional con el Programa PSS/E.** CVG EDELCA. División de Ing. de Transmisión. Dpto. de Ingeniería. 1993.
- [19] Rodríguez, Freddy; **Características de las líneas de Transmisión de EDELCA.** CVG EDELCA. Dirección de Operaciones. Dpto. Ingeniería de Despacho 1994.
- [20] Urbáez, Rafael; **Revisión del Límite de Transmisión hacia Occidente con la Incorporación de la tercera línea Yaracuy – El Tablazo a 400 kV para diferentes condiciones operativas de la red.** .CVG EDELCA. División de Ing. de Transmisión. Dpto. de Ingeniería. 1995.
- [21] FICHTNER **Improvement of the Voltage Control Capability and Reactive Power Reserve Coordination for the ENELVEN/ENELCO Power System.** Final Report. March 2000.
- [22] CVG “EDELCA”. División de Planificación de Sistemas Eléctricos. **Pronósticos de Energía y Potencia Eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional Período 2002-2012.** Septiembre 2002.
- [23] Power Technologies, Inc; **PSS/E 28. Program Application Guide.** U.S.A. 2001. Volume I & II
- [24] Power Technologies; **PSS/E 28. Program Operation Guide.** Inc. U.S.A. Volume I & II

ANEXOS