

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ESTABILIDAD DE VOLTAJE MEDIANTE ANÁLISIS MODAL  
APLICADO AL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REGIÓN  
OCCIDENTAL**

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Kelvin D. Noriega P.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2017

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ESTABILIDAD DE VOLTAJE MEDIANTE ANÁLISIS MODAL  
APLICADO AL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REGIÓN  
OCCIDENTAL**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Alexis Barroso.

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Kelvin D. Noriega P.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2017

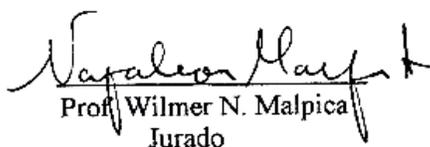
## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 25 de octubre de 2017

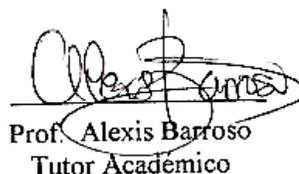
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Kelvin D. Noriega P., titulado:

***"ESTABILIDAD DE VOLTAJE MEDIANTE ANÁLISIS MODAL APLICADO  
AL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REGIÓN OCCIDENTAL"***

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

  
Prof. Wilmer N. Malpica  
Jurado

  
Prof. Julio Molina  
Jurado

  
Prof. Alexis Barroso  
Tutor Académico

## **DEDICATORIA**

A mis padres y hermano, por apoyarme, impulsarme y ser mi principal fuente de estímulo a diario.

## **RECONOCIMIENTO Y AGRADECIMIENTOS**

A Dios, que hace posible que exista esta realidad.

A mis padres, Yaneyth y Adalberto, por su comprensión y apoyo incondicional, así como los consejos que me han brindado a lo largo de los años. Gracias por el cariño y formarme tal y como soy. Los amo.

A mi hermano Jesse, por apoyarme y brindarme comodidades, también por su particular forma de ser que me hace una persona más consciente. Sin duda no prefiero un hermano que no seas tú.

A la familia Guilarte Fragoza, mi familia de otra sangre, por mostrarme una versión distinta de la vida. Gracias a Sharon y Zoe por brindarme su cariño.

Al “Team P”, que a pesar de que nuestros destinos se unieron más al final de la carrera, fue suficiente para que fuese memorable y sea como estar en la cima con los mejores. Gracias a Víctor, por mostrar el nivel de corazón y conciencia con el que se deben hacer las cosas, aunque esto a veces lo lleve a estresarse más de la cuenta. A Jesús por contagiarme de sus aptitudes del compromiso y superación, eso eventualmente lo llevará lejos. Gracias a Héctor por su pasión por el conocimiento y su particular versión del humor, eso sin duda motiva a cualquiera a esforzarse un poco más y con una sonrisa en la boca. Los estimo mucho, hermanos de otras madres.

Al profesor Alexis Barroso, por aceptar ser mi tutor y por su valiosa y apreciada ayuda en la realización de este trabajo.

A los profesores que tuve a lo largo de la carrera, por dejarme tener la valiosa oportunidad de obtener conocimientos y consejos que me ayudaron a mejorar como persona y futuro profesional.

Al Programa Samuel Robinson, por abrirme las puertas a la Universidad Central de Venezuela, para formarme académicamente.

**Noriega P., Kelvin D.**

**ESTABILIDAD DE VOLTAJE MEDIANTE ANÁLISIS MODAL  
APLICADO AL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REGIÓN  
OCCIDENTAL**

**Tutor Académico: Esp. Alexis Barroso. Tesis. Caracas. UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Trabajo de Grado. 2017, xii, 94 h.**

**Palabras Clave;** Sistema de la Región Occidente, Estabilidad de Tensión, Análisis Modal, Autovalores, Autovectores, Factores de participación, Reactivos, Demanda.

**Resumen.** El presente trabajo tiene como finalidad obtener los límites estáticos en la red de la región occidente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) debidos a la estabilidad de voltaje, considerando como caso base la topología del sistema occidente para el año 2013. Primero, se investigaron conceptos y bases necesarios para comprender con profundidad el fenómeno de la estabilidad de voltaje, sus causas y los métodos que se usan para su análisis. De los métodos estáticos, el análisis modal fue adoptado para determinar los límites de estabilidad del sistema occidente. Mediante la realización de simulaciones con distintos escenarios de demanda aplicados al caso base a través de la herramienta computacional de NEPLAN, se obtuvo como resultado un límite de estabilidad de tensión de 2294 MW sin contingencias y de 2004 MW para el peor escenario de salida de una línea desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje; también que las barras más débiles, en su mayoría, son en el nivel de 115 kV para cada escenario de demanda. De los resultados se puede concluir que el sistema es propenso a disminuir sus tensiones en las barras de 115 kV ante el aumento de la carga, ya que las mismas no cuentan con suficientes reservas de reactivos para un escenario de indisponibilidad de generación térmica, lo que conlleva a la inestabilidad de tensión.

## ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	III
DEDICATORIA .....	IV
RECONOCIMIENTO Y AGRADECIMIENTOS .....	V
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VII
LISTA DE FIGURAS .....	IX
LISTA DE TABLAS .....	XI
ACRÓNIMOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA .....	3
1.1 Planteamiento del Problema.....	3
1.2 Objetivos .....	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos .....	5
CAPÍTULO II .....	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Antecedentes .....	6
2.2 Fundamentos Teóricos .....	9
2.2.1 Sistema Eléctrico Venezolano .....	9
2.2.2 Seguridad y Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia.....	15
2.2.3 Estabilidad en Sistemas de Potencia.....	18
2.2.4 Tipos de Estabilidad en los Sistemas de Potencia.....	18
2.2.5 Inestabilidad de Voltaje .....	24
2.2.6 Análisis de la estabilidad de Tensión.....	27
2.2.7 Características del Caso Base.....	36
2.2.8 Límites de Exportación - Importación Región Occidente.....	41
CAPÍTULO III.....	43

MARCO METODOLÓGICO.....	43
3.3 Ingreso de los datos al software NEPLAN.....	45
3.3.1 Generador.....	46
3.3.2 Barras o Nodos.....	48
3.3.3 Transformadores .....	50
3.3.4 Líneas de Transmisión .....	52
3.3.5 Cargas .....	54
3.4 Análisis de Flujo de Carga en Ambiente Neplan .....	57
3.5 Estabilidad por Análisis Modal en Ambiente Neplan .....	60
CAPÍTULO IV .....	63
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	63
4.1 Caso Base .....	63
4.2 Caso Máxima Demanda Histórica para el año 2013 .....	67
4.3 Máxima Cargabilidad (MC).....	72
4.4 Caso Límite de Estabilidad de Tensión (LET) .....	76
4.5 Análisis de Contingencias .....	80
4.5.1 Salida de Líneas.....	80
4.5.2 Pérdida de Generación .....	82
4.5.3. Sin Importación.....	82
4.6 Resumen de Resultados.....	83
CAPÍTULO V .....	88
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	88
5.1 Conclusiones .....	88
5.2 Recomendaciones .....	90
BIBLIOGRAFÍA .....	91
ANEXO A.....	93
ANEXO B .....	94

## LISTA DE FIGURAS

2.1.	Despachos de carga del SEN.....	9
2.2.	Capacidad Instalada de Generación de Energía Eléctrica del SEN.....	10
2.3.	Demanda mensual de la región occidente en el año 2013.....	11
2.4.	Demanda de potencia del 23 de septiembre de 2013.....	12
2.5.	Enlaces del Sistema de la Región Occidente con el SEN.....	14
2.6.	Clasificación de estados operativos según DyLiacco.....	16
2.7.	Clasificación de estabilidad de sistema de potencia.....	19
2.8.	Curva P-V para distintos factores de potencia de la carga [104].....	28
2.9.	Curva V-Q para distintos valores de carga (potencia activa) [104].....	30
3.1.1.	Parámetros del Generador Barcaza San Lorenzo.....	45
3.1.2.	Análisis de FC del Generador Barcaza San Lorenzo.....	46
3.1.3.	Límites del Generador Barcaza San Lorenzo.....	47
3.2.1.	Ubicación de la función “Insertar Nodo” en el ambiente NEPLAN.....	48
3.2.2.	Ventana Parámetros del Nodo San Lorenzo 115.....	48
3.3.1.	Parámetros del transformador 1 El Tablazo, 400/230 kV.....	49
3.3.2.	Edición Rápida del transformador 1 El Tablazo, 400/230 kV.....	50
3.4.1.	Ubicación de la Función “Insertar Línea” en el ambiente NEPLAN.....	51
3.4.2.	Ventana Parámetros de la Línea Tablazo-Cuatricentenario 400 L1.....	52
3.5.1.	Ventana Análisis de FC de la carga en Las Morochas 230kV.....	53
3.6.1.	Parámetros de la compensación shunt capacitiva de la S/E Las Morochas 230kV.....	55
3.7.1.	Parámetros de compensación serie de la línea 1 Yaracuy-Tablazo.....	56
3.8.1.	Ubicación de la ventana Parámetros del Flujo de Carga.....	57
3.8.2.	Ventana Parámetros flujo de carga.....	58
3.9.1.	Ubicación de la ventana Parámetros de Estabilidad de Voltaje.....	59
3.9.2.	Ventana Parámetros de Estabilidad de Voltaje.....	60
4.1.1.	Factores de participación de nodos del autovalor más bajo CB.....	65

4.1.2.	Factores de participación de ramas del autovalor más bajo CB.....	66
4.1.3.	Factores de participación de generadores del autovalor más bajo CB.....	66
4.2.1.	Factores de participación de nodos del autovalor más bajo CMDH.....	70
4.2.2.	Factores de participación de ramas del autovalor más bajo CMDH.....	70
4.2.3.	Factores de participación de generadores del autovalor más bajo CMDH.....	70
4.3.1.	Factores de Participación de Nodos del Caso MC.....	74
4.3.2.	Factores de Participación de Ramas del Caso MC.....	74
4.3.3.	Factores de Participación de Generadores del Caso MC.....	74
4.4.1.	Factores de Participación de Nodos del Caso LET.....	78
4.4.2.	Factores de Participación de Ramas del Caso LET.....	78
4.4.3.	Factores de Participación de Generadores del Caso LET.....	78
4.6.	Curva PV, resumen de resultados.....	83
4.7.	Curvas VQ, Barras relevantes, CB y MDH.....	84
5.1.	Red Eléctrica de la Región Occidente a 115kV, 230 kV y 400 kV.....	92

## LISTA DE TABLAS

1.	Capacidad instalada del estado Zulia.....	13
2.2.	Generación del Caso Base de la Red Occidente.....	37
2.3.	Líneas de transmisión en Región Occidente a 400, 230 y 115 kV.....	38
2.4.	Transformadores del caso base.....	40
4.1.1.	Características del Caso Base.....	62
4.1.2.	Tensiones y ángulos en barras críticas Caso Base.....	63
4.1.3.	Líneas con mayor cargabilidad Caso Base.....	64
4.1.4.	Generación del Caso Base.....	64
4.1.5.	Valores Propios del Caso Base.....	65
4.2.1.	Características del Caso Máxima Demanda Histórica.....	67
4.2.2.	Tensiones y ángulos en barras críticas Caso Máxima Demanda Histórica...	68
4.2.3.	Líneas con mayor cargabilidad Caso Máxima Demanda Histórica.....	68
4.2.4.	Generación del caso Máxima Demanda Histórica.....	69
4.2.5.	Autovalores del caso Máxima Demanda Histórica.....	69
4.3.1.	Características del Caso Máxima Cargabilidad.....	72
4.3.2.	Tensiones y ángulos en barras críticas caso Máxima Cargabilidad.....	72
4.3.3.	Líneas con mayor cargabilidad en Máxima Cargabilidad.....	73
4.3.4.	Generación en Máxima Cargabilidad.....	73
4.3.5.	Valores Propios del caso Máxima Cargabilidad.....	73
4.4.1.	Características del Caso Limite Estabilidad de Tensión.....	75
4.4.2.	Tensiones y ángulos en barras críticas del caso LET.....	76
4.4.3.	Líneas con mayor cargabilidad del caso LET.....	76
4.4.4.	Generación del caso Límite de Estabilidad de Tensión.....	77
4.4.5.	Autovalores del Caso LET.....	77
4.5.1.	Límites de estabilidad de tensión: Salida de una Línea.....	79
4.5.2.	Límite de estabilidad de tensión: Salida de dos líneas.....	80
4.5.3.	Límite de estabilidad de tensión: Pérdida de Generación.....	81

4.5.4.	Límite de estabilidad de tensión: Pérdida de Importación.....	82
4.6.	Resumen de Resultados.....	82
5.1.	Resultados de tensiones y ángulos Caso Máxima Cargabilidad.....	93
5.2.	Resultados de tensiones y ángulos Caso LET.....	94

## ACRÓNIMOS

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

S/E: Subestación.

LET: Límite de Estabilidad de Tensión.

CB: Caso Base.

MC: Máxima Cargabilidad.

MDH: Máxima Demanda Histórica.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

kV: Kilovoltio.

MW: Megavatio.

MVar: Mega Voltio Ampere reactivo.

MVA: Mega Voltio Ampere.

pu: Por Unidad.

WSCC: Western System Coordinating Council.

WECC: Western Electricity Coordinating Council.

## INTRODUCCIÓN

En los años recientes el Sistema Eléctrico Venezolano ha experimentado valores elevados de transferencia de potencia, desde su principal fuente de generación, representado por las represas hidroeléctricas ubicadas en el Bajo Caroní (Guri, Caruachi y Macagua), esto debido al crecimiento progresivo de la demanda y al atraso en la culminación de obras de expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Lo anterior ha ocasionado un riesgo en la seguridad de operación, debido a la constante trasgresión de los límites de transmisión relacionados con la estabilidad dinámica.

Este escenario de continuo riesgo hace que se opere en niveles de transgresión operativa superiores a los previamente conocidos, particularmente aquellos relacionados con la estabilidad de voltaje, que pudiese provocar la pérdida de grandes bloques de carga.

El fenómeno de estabilidad de tensión ha sido objeto de estudio dentro del análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia desde hace varias décadas, provocando que en diferentes literaturas se propongan diversos métodos de estudio, que suelen estar relacionadas en términos de intervalos de tiempo, estados operativos del sistema y magnitud de las perturbaciones, entre otros. A nivel general, la estabilidad de un sistema de potencia es una característica particular para mantener un estado de equilibrio en condiciones normales de operación o luego de estar sujeto a una perturbación.

La inestabilidad o colapso de voltaje ocurre en un sistema de potencia cuando los voltajes en las barras disminuyen progresivamente, a pesar de inyectar reactivos, hasta que es imposible una operación con tensiones estables. Esto se produce por un desbalance entre la(s) fuente(s) de potencia reactiva y la demanda y como resultado de uno o más cambios en las condiciones del sistema incluyendo el

aumento de la carga activa o reactiva, altos intercambios o la pérdida de generación. A diferencia del fenómeno de estabilidad transitoria, donde los generadores oscilan fuera de sincronismo con el resto del sistema de potencia dentro de los pocos segundos después de una falla crítica, la inestabilidad de voltaje puede ocurrir gradualmente dentro del rango de diez segundos hasta minutos.

Actualmente, el Sistema Eléctrico de la Región Occidental, integrado por el Estado Zulia, opera bajo un esquema de demanda que es cada día más exigente, debido a su crecimiento, por otra parte, la infraestructura de transporte de energía y de generación térmica tienen una velocidad de crecimiento baja, además de la alta indisponibilidad[1]. Debido a esto, la habilidad del sistema para mantener la estabilidad de voltaje se convierte en un problema cada vez mayor. Esto ha ocasionado que las maniobras a efectuar sobre el mismo sean cada día más compleja, debiéndose racionar casi diariamente por altos niveles de transferencia de energía.

Por esta razón, el presente trabajo se enfocará en encontrar las barras y líneas de transmisión vulnerables en la red del Sistema Eléctrico Occidental en 400kV, 230 kV y 115 kV, de modo de obtener información de límites estáticos de transmisión.

El Trabajo Especial de Grado está integrado por cinco capítulos. El Capítulo I aborda el problema en el que se basa la investigación y los objetivos que se desean alcanzar, tanto general como específicos. El Capítulo II está conformado por los antecedentes y fundamentos teóricos, donde se definen conceptos sobre la estabilidad de tensión, permitiendo su entendimiento y análisis. El Capítulo III consta del Marco Metodológico, donde se muestran los pasos llevados a cabo para la realización del trabajo; desde la modelación de la red, como el uso del módulo de Estabilidad de Voltaje en el software NEPLAN para las simulaciones. El Capítulo IV lo componen los resultados obtenidos con sus respectivos análisis. Para finalizar, en el Capítulo V se establecen conclusiones y recomendaciones basadas en los resultados obtenidos y en el marco teórico.

# CAPÍTULO I

## EL PROBLEMA

### 1.1 Planteamiento del Problema

La indisponibilidad del SEN en cuanto al parque de generación térmica para plantas turbovapor está alrededor del 40,58% y la turbogas del 27,47%, mientras las plantas hidroeléctricas es del 18% [1][2]. La Corporación Eléctrica Nacional, organismo público que administra todas las empresas generadoras de electricidad, reconoció que para finales de 2008, el 79% de las centrales termoeléctricas tenían más de 20 años de antigüedad, y que el 30% registraban indisponibilidad por problemas técnicos[3].

Según información obtenida de los medios de comunicación, en este caso Diario la Verdad[1 y 2], señala que la demanda de la región zuliana podría llegar hasta los tres mil megavatios (MW), en hora pico. De dos mil cuatrocientos instalados en las plantas del estado, sólo funcionan aproximadamente mil doscientos megavatios MW en las plantas Ramón Laguna y Termozulia. A estos se les suman mil megavatios que provienen de las líneas alimentadas desde las plantas del centro del país y el Guri, que se ven amenazados por los altos niveles de corrosión en sus torres [1].

Por otra parte, en los últimos años se ha observado un aumento sostenido de demanda de la Región Occidente del País, que aunado al retraso en inversiones importantes en nuevas centrales de generación y de líneas de transmisión, junto a la elevada indisponibilidad del parque de generación termoeléctrico existente (en su mayoría obsoleto y mal mantenido) han llevado al sistema a una condición de operación crítica. Esto ha ocasionado que las maniobras a ejecutarse sean cada día

más complejas, necesitándose racionar frecuentemente por altos niveles de transferencia de energía y, por consiguiente, se presentan problemas de reactivos que mantengan perfiles de voltajes adecuados.

Por lo tanto, el problema de la estabilidad de voltaje se asocia a la incapacidad del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) para suplir la potencia reactiva requerida con el objeto de mantener los perfiles de tensión. Para su estudio se pueden emplear métodos estáticos como el análisis modal, el cual analiza la viabilidad del punto de equilibrio representado por una condición de operación específica de un sistema de potencia. La ventaja del método es que proporciona información valiosa con respecto a la estabilidad de voltaje, desde una amplia perspectiva del sistema e identifica claramente las áreas con problemas potenciales.

Asimismo, mediante el análisis modal se pueden calcular los factores de participación de las barras, los cuales determinan regiones del SEP asociadas con cada modo. Adicionalmente, la magnitud del factor de participación de una barra en un modo particular, que indica la efectividad de las medidas correctivas que pudiesen tener lugar en ésta a fin de estabilizar dicho modo, entre las cuales se cuentan la instalación de equipos de soporte reactivo o bote de carga en operación.

Desde el punto de vista de la seguridad eléctrica se debe garantizar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión de manera de cubrir la demanda de potencia de manera confiable, segura y de calidad. Gómez [4] explica que centrándose en la operación de un sistemas de energía, el objetivo de control, en tiempo real, es básicamente mantener las magnitudes eléctricas entre límites predeterminados. Estas magnitudes son principalmente los voltajes de barra y los flujos de potencia. El proceso consiste en corregir los efectos de la evolución de la demanda y las consecuencias de posibles eventos, no predecible.

El ámbito de este estudio se centra en las características y aspectos de los problemas de estabilidad de voltaje del Sistema Eléctrico Occidental del país. Por ello, es necesario determinar las áreas más débiles del sistema en sus niveles de voltajes de 400 kV, 230 kV y 115 kV, de manera de obtener información de los mecanismos de la inestabilidad de voltaje.

Por lo tanto, se plantean las siguientes interrogantes: ¿Qué tan cerca se encuentra el sistema de la inestabilidad de voltaje en las condiciones actuales de operación?, ¿Cuáles podrían ser algunos indicadores que señalen la posibilidad de un colapso de tensiones? y ¿Cuáles son las posibles causas de la inestabilidad de voltaje en la región occidental?

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General**

Analizar la estabilidad de voltaje del Sistema Eléctrico de la Región Occidente del país en sus niveles de tensión de 400kV, 230 kV y 115 kV mediante análisis modal.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

1. Describir aspectos relevantes sobre el Sistema Occidental Venezolano haciendo énfasis en aquellos requerimientos para su modelación mediante una herramienta de simulación de sistemas eléctricos de potencia.
2. Establecer indicadores y márgenes de seguridad que permitan mantener la estabilidad de voltaje y soportar un determinado tipo de contingencia, tomando en consideración los excesos en los límites de transmisión seguros.
3. Establecer causas de la inestabilidad de voltaje de manera de generar recomendaciones en la operación del sistema.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes**

Existen distintos trabajos que han empleado métodos estáticos para el estudio de estabilidad de tensión en un Sistema Eléctrico de Potencia. Sin embargo, en la escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela, se han desarrollado recientemente dos trabajos especiales de grado que han empleado el método estático Análisis Modal para el estudio de estabilidad de tensión.

El primero de ellos es el Trabajo de Grado de Arias (2016) titulado “Estabilidad de voltaje mediante análisis modal aplicado al sistema eléctrico de la región sur-occidente del SEN”, el cual presenta una metodología que involucra el uso del módulo “Estabilidad de Voltaje” de la herramienta computacional NEPLAN Electricity para realizar el análisis de estabilidad de tensión a la región Sur Occidente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En dicho trabajo se establecieron márgenes e indicadores para prever colapso de tensiones que repercutan a nivel local y nacional. [5]

Arias (2016) empleó el método Análisis Modal, el cual está contenido dentro del módulo “Estabilidad de Voltaje” de NEPLAN, y logró identificar las barras y ramas más críticas del sistema para algunos modos de operación. También menciona que, considerando los casos de estudios de su trabajo, logró identificar las áreas vulnerables desde el punto de vista de estabilidad de voltaje de la región sur occidente, porque ante cualquier escenario de demanda, las barras y ramas críticas tienden a ser las mismas [5].

El segundo y último de estos estudios es el Trabajo de Grado de Rivas (2017), titulado “Estudio de estabilidad de voltaje del sistema eléctrico de la región capital en red de transmisión de 230 kV mediante análisis modal”. Donde se menciona que la importancia de su estudio radica en la necesidad de garantizar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión, de manera de cubrir la demanda de potencia de forma confiable y segura [6].

La metodología que empleó Rivas (2017) en [6], considera el uso del módulo de estabilidad de Voltaje del software de simulación y análisis de sistema de potencia NEPLAN Electricity. Lo emplea para distintos puntos de operación o escenarios de demanda, partiendo de un Caso Base donde definió los demás casos de estudio mediante el aumento progresivo de la demanda. Esto permitió evaluar la estabilidad del sistema y determinar las áreas críticas y los elementos de mayor consumo de reactivos asociado a cada modo.

Rivas (2017) concluye que la red de 230kV de la Región Capital, es un sistema muy robusto ante la inestabilidad de tensión, debido a las características de la red de transmisión y la importación del Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, menciona que este sistema es limitado por la cargabilidad de las líneas de transmisión [6].

Arias (2016) y Rivas (2017), al igual que el presente Trabajo Especial de Grado, realizaron investigaciones donde se establecieron los conceptos y fundamentos necesarios para comprender el fenómeno de estabilidad de Tensión y los métodos de estudio del mismo. Equivalentemente, el método de estudio seleccionado en el presente trabajo para el análisis de estabilidad de tensión de la región occidente fue “Análisis Modal”, el cual fue adoptado por estos dos autores para determinar la estabilidad en los sistemas de la región suroccidente y capital, respectivamente.

Además del trabajo de Arias (2016) y Rivas (2017), existe una gran diversidad de estudios relacionados a la estabilidad de voltaje y a métodos estáticos que se emplean para su estudio, algunos de los cuales son mencionados a continuación:

Mario A. Ríos, Carlos J. Zapata, Oscar A. Gómez (2008) titulado “Índices de estabilidad de voltaje en definición de “ranking” de contingencias” profundizan sobre las medidas para mitigar los problemas de estabilidad de voltaje y explican que los problemas de estabilidad de voltaje se presentan en sistemas que no cuentan con reserva para atender temporalmente demandas excepcionales de energía [7].

E. Orea y J Ribbeca (2012) titulado “Límites operativos del sistema de transmisión de Venezuela, caso de aplicación: Región Capital” se presenta una metodología para el desarrollo de estudios de estabilidad de voltaje bajo el enfoque estático clásico y su integración con los límites de transmisión tradicionalmente determinados, con el objeto de constituir el marco de seguridad para la operación del Sistema Eléctrico Venezolano [8].

L. Villa y A. Brito (2010) titulado “Estudio de Colapso de Tensiones en el Sistema Eléctrico Venezolano Para las Condiciones Operativas del Día 03.08.09 a las 13:50 Horas” el cual usó una metodología de las curvas P-V, que son el resultado de una serie de soluciones de flujo de carga donde se aumenta gradualmente la potencia transferida o la demanda en un área hasta el punto en que las soluciones en los flujos de carga divergen [9].

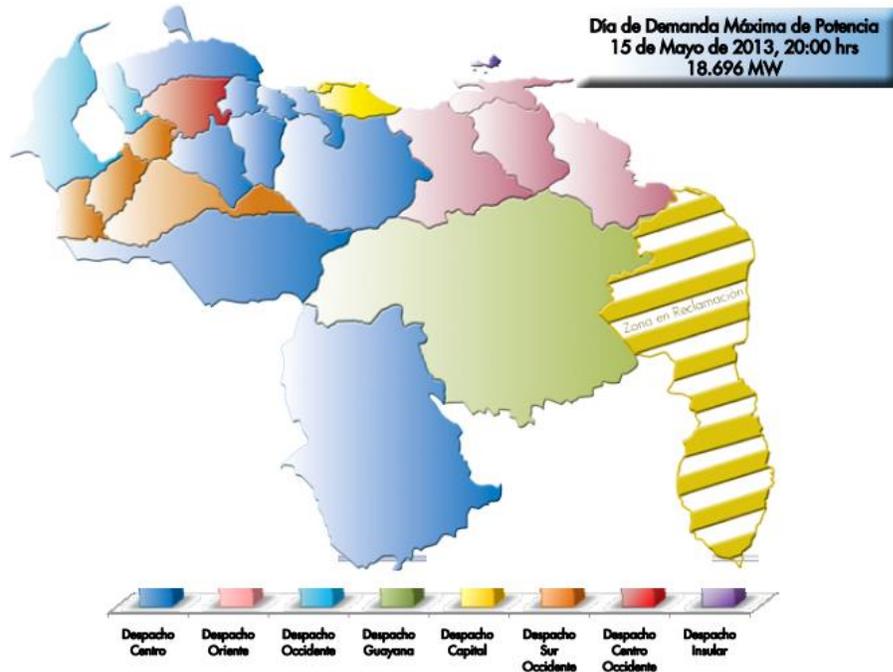
Estas investigaciones coinciden en la importancia de establecer límites de operación que garanticen la continuidad del servicio del Sistema Eléctrico de Potencia. Así mismo, sus metodologías se basaron en el uso de métodos estáticos para el estudio de la estabilidad de tensión. Por ello, el presente trabajo se basa en el método análisis modal, el cual es un método estático que, a diferencia de los estudios

estáticos clásicos, permite una visión amplia del problema de estabilidad de voltaje, permitiendo encontrar los límites que garanticen el servicio del sistema de potencia debido a este tipo de estabilidad.

## 2.2 Fundamentos Teóricos

### 2.2.1 Sistema Eléctrico Venezolano

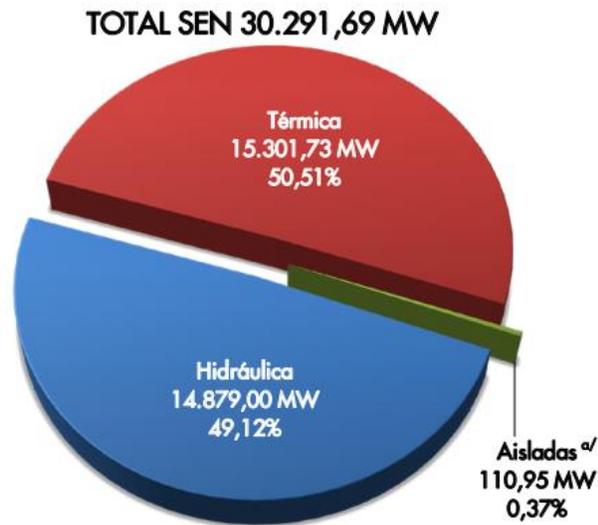
El Anuario Estadístico del año 2014 [10], del Centro Nacional de Despacho, 2014, informa que la demanda máxima de potencia coincidente presentó un aumento de 1,85% respecto al año anterior, registrándose para el año 2013 una demanda de 18.696 MW ocurrida el 15 de mayo. En la figura 1 se puede apreciar los distintos despachos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como el día y hora de la demanda máxima de potencia.



**Figura 2.1:** Despachos de carga del SEN.

Fuente: Centro Nacional de despacho. “Informe Anual del Sistema Eléctrico Venezolano, 2014” [10]

Por otra parte, el parque de generación responsable de la producción de energía eléctrica registró un aumento de capacidad instalada de 9,3% MW respecto al año anterior, obteniéndose para el año 2013 un total de 30.291 MW, de los cuales 14.879 MW son hidráulicos, 15.301 MW son térmicos y 111 MW son no interconectadas al sistema de transmisión y/o distribución que sirven a zonas aisladas [10].



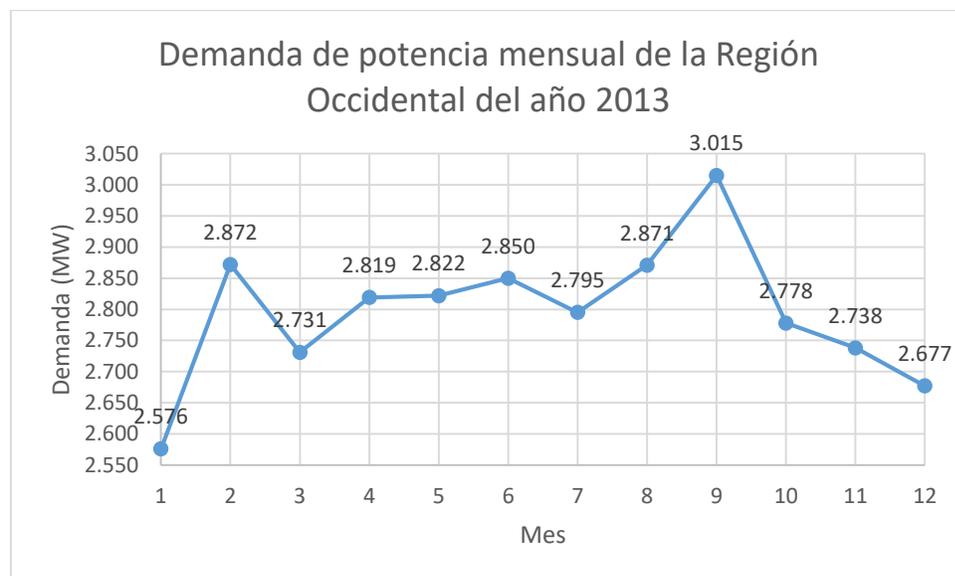
**Figura 2.2:** Capacidad Instalada de Generación de Energía Eléctrica del SEN.

Fuente: Centro Nacional de despacho. “Informe Anual del Sistema Eléctrico Venezolano, 2014” [10]

En cuanto al Sistema de Infraestructura de Transmisión de energía, según Centros de Transmisión por nivel de tensión, se totalizan a nivel nacional 30.761 km de líneas, 468 subestaciones, 1.187 transformadores y una capacidad de transformación instalada de 84.607 MVA, para los niveles de tensión 765kV, 400kV, 230kV, 138kV 115kV y 69kV. También cabe destacar la información referente al Sistema de Distribución de energía, el cual se define a nivel nacional con un total de 129.688 km de redes, 368 subestaciones y una capacidad de transformación instalada de 4.939 MVA.

### 2.2.1.1 Características de demanda del Sistema Eléctrico Occidente Venezolano.

La máxima demanda de potencia coincidente del año 2013, a nivel nacional, ocurrió en mayo, con un valor de 18.696 MW, de los cuales un porcentaje pertenece a la región occidental (2.822 MW). Si se realiza una curva de demanda de potencia mensual del año 2013, de la región occidental, se obtendría el gráfico de la figura 2.1.1, en el cual se puede apreciar que en Septiembre se obtiene un máximo de 3.015 MW, ocurrido el 23 de ese mes [10].

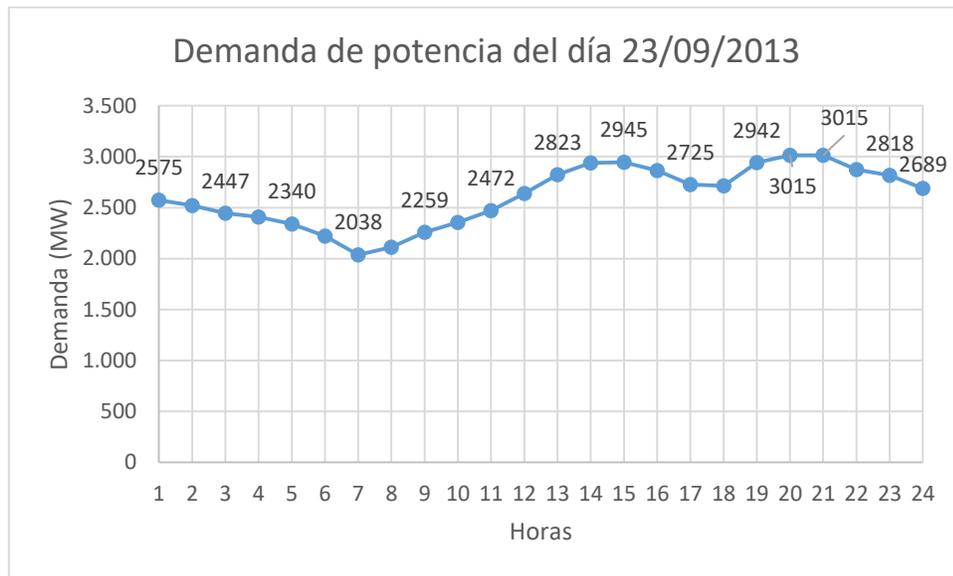


**Figura 2.3:** Demanda mensual de la región occidental en el año 2013.

Fuente: Centro Nacional de despacho. “Informe Anual del Sistema Eléctrico Venezolano, 2014” [10]

Se destaca el hecho de que la máxima demanda de potencia coincidente a nivel nacional del año 2013 no coincide con la máxima demanda registrada en la región occidental para ese mismo año. También se aprecia que este último, está por debajo de 2900 MW, exceptuando el mes de Septiembre, en el cual se registró 3015 MW.

Por otra parte, se hace necesario observar el comportamiento de la demanda de la región Occidental las 24 horas de un día. Para esto, se consideró como ejemplo el día en el que existió la máxima demanda de potencia en la región occidente, es decir, el 23 de septiembre del año 2013. La gráfica obtenida como resultado se aprecia en la figura 2.6.2, en donde se puede observar que la mayor demanda se presenta a las 8 y 9 pm, con un valor de 3015 MW.



**Figura 2.4:** Demanda de potencia del 23 de septiembre de 2013.

Fuente: Centro Nacional de despacho. “Informe Anual del Sistema Eléctrico Venezolano, 2014” [10]

### 2.2.1.2 Características de Generación del sistema eléctrico Occidente Venezolano.

De manera complementaria, conviene considerar la capacidad instalada en el estado Zulia, que es el estado principal de la región occidente debido a la magnitud de la demanda. Las características de Generación se aprecia en la tabla 1, la cual es especificada según el tipo de tecnología, que depende la energía primaria y la

capacidad instalada, que depende del número de unidades y potencia nominal de c/u. [10]

Se puede observar que la capacidad instalada es de 2794 MW, sin embargo este indicador no especifica la capacidad disponible, la cual es de un valor menor, normalmente. El motivo principal de esta consideración se debe a que en algunas plantas de generación, existen máquinas que no están en operación.

**Tabla 1:** Capacidad instalada del estado Zulia.

Tipo	Plantas	Número de unidades	Capacidad Instalada MW
Turbo Gas	Antonio Nicolás Briceño	1	103,5
	Bajo Grande	2	90
	Casigua	5	98,3
	Guaicaipuro	2	54,8
	Rafael Urdaneta	9	224,5
	San Lorenzo	3	67,4
	San Timoteo (PDVSA)	-	100
	Santa Bárbara del Zulia	2	40
	<b>subtotal</b>		<b>778,5</b>
Turbo Vapor	Ramón Laguna	5	660
Ciclo Combinado	Termozulia	9	1300
Distribuida	Cojoro, Cuatro Esquinas, San Carlos, Quisiro	36	30,4
Parque Eólico	Planta Eólica Guajira	12	25,2
	<b>TOTAL</b>		<b>2794</b>

Fuente: Centro Nacional de despacho. “Informe Anual del Sistema Eléctrico Venezolano, 2014” [10]

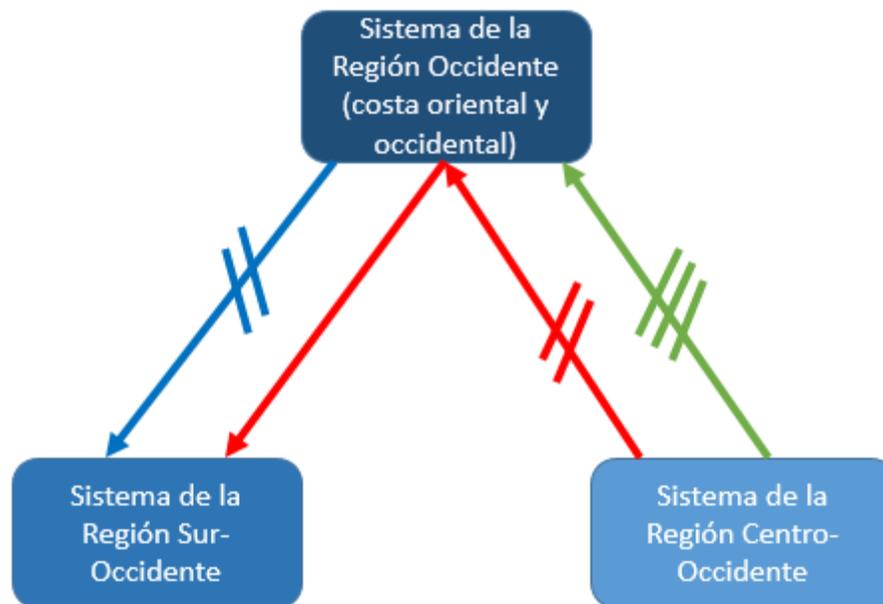
### 2.2.1.3 Enlaces con el Interconectado Nacional.

El sistema de la región Occidente, conformado por costa oriental y occidental, cuenta con 2 principales enlaces de importación con Centro-Occidente y 2 enlaces de exportación con Sur-Occidente en niveles de 400, 230 y 115 kV. En la

figura 2.5 se aprecian dichas conexiones mediante flechas de colores que indican el flujo de potencia y el nivel de tensión; los colores responden al nivel de tensión que se usa en el territorio nacional.

Los enlaces de importación a 400kV y 230kV con el sistema de la Región Centro-Occidente corresponde a las tres líneas que van desde la S/E Yaracuy a la S/E Tablazo (verde) y a las dos líneas que van desde la S/E Yaracuy a la S/E Las Morochas (rojo), respectivamente.

En cambio, los enlaces de exportación a 230kV y 115kV con el sistema de la Región Sur-Occidente corresponde a una línea que va desde la S/E Las Morochas a la S/E Buena Vista (rojo) y 2 líneas que van desde la S/E San Lorenzo a la S/E Valera II (azul), respectivamente.



**Figura 2.5:** Enlaces del Sistema de la Región Occidente con el SEN.

Fuente: Elaboración Propia.

## **2.2.2 Seguridad y Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia**

El análisis de seguridad es una función primordial de la gestión operativa de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), la cual mide la capacidad del sistema para soportar un conjunto de perturbaciones en el transcurso de su operación [11].

La seguridad del SEP es una característica considerada como una condición instantánea y variante en el tiempo, que pretende cuantificar la firmeza y robustez del sistema ante perturbaciones inevitables e inertes a su operación diaria. También se busca analizar las consecuencias que tendrían ciertas perturbaciones sobre un SEP que se encuentra operando en un estado inicial particular y determinar el estado en el que se encontrará el sistema después de ser sujeto a perturbaciones voluntarias e involuntarias, por ejemplo, indisponibilidad debido a mantenimiento o fallas respectivamente.

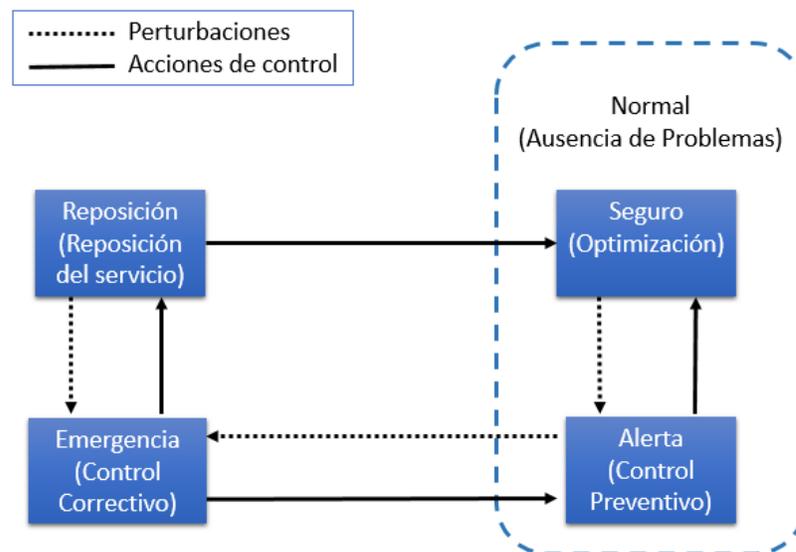
### **2.2.2.1 Clasificación de estados operativos según Dyliacco.**

La importancia de los estados operativos en los sistemas de potencia radica en la necesidad de conservar las magnitudes eléctricas entre unos límites predeterminados. Estas magnitudes son tensiones en las barras y flujo de potencia, principalmente. Cabe destacar que las variaciones en estos parámetros son debido a perturbaciones en el sistema.

Por ello, con la finalidad de realizar una evaluación de la seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia, es necesaria la jerarquización de los posibles estados operativos en función de los riesgos. Por este motivo se ha adoptado la clasificación establecida por Dyliacco en [12], la cual se selecciona debido a ser una de las más sencillas y aceptadas por autores como Gómez, Conejo y Cañizares en [13]. En la figura 2.6 se observa un resumen de dicha clasificación.

El sistema se encontrará en “estado normal” cuando la demanda esté completamente satisfecha y además se respeten las restricciones técnicas definidas sobre las variables del SEP, es decir, cuando los generadores y el resto de los equipos presentes en la red trabajen dentro de sus límites de operación.

El “estado normal” de operación se subdivide en dos estados adicionales; “estado seguro” y “estado de alerta”. El primero es aquel en que se cumplen las restricciones de las variables del sistema y determinados criterios de seguridad, los cuales concretan la certeza de que la ocurrencia de alguna contingencia no podrá causar violaciones de las restricciones operativas, al menos dentro de una serie de posibles contingencias definidas en los estudios de seguridad y relacionadas con las características del sistema concreto. En cambio, en el segundo estado no existen violaciones operativas de los límites de las variables, pero no se cumplen los criterios de seguridad impuestos, es decir, no se garantiza la supervivencia del sistema eléctrico de potencia ante la ocurrencia de ciertos eventos. [12]



**Figura 2.6:** Clasificación de estados operativos según DyLiacco. [12]

Fuente: T. DyLiacco, “Real-Time Computer Control of Power Systems, Julio 1974”

El “estado de emergencia” es aquel en el que las variables se encuentran fuera de los límites de operación, debido a la evolución de la demanda o la ocurrencia de alguna contingencia, provocando la necesidad de la toma de acciones correctivas a fin de suprimir las violaciones operacionales presentes y devolver el sistema al “estado normal”. [12]

En ciertas circunstancias se podrá producir la interrupción del servicio a determinados usuarios, la cual es causada por la actuación de las protecciones o por la intervención manual de los operadores para evitar consecuencias de mayor impacto, dándose origen al último estado, denominado “estado de reposición”, cuyas acciones operativas están fundamentalmente encaminadas a la restitución del servicio interrumpido [12].

Es de hacer notar que los objetivos directores de la operación del sistema se plantean según la evolución de su estado; cuando el sistema se encuentre operando en “estado seguro”, los objetivos de la operación serán básicamente la optimización de los recursos (minimización de los costos de producción y transmisión de la energía) sin comprometer la seguridad del sistema.

Por otra parte, al operar en “estado de alerta”, se manifiesta el control preventivo, en el cual se imponen las restricciones de seguridad del sistema sobre las consideraciones de carácter económico (optimización de los recursos). Finalmente, al operar el sistema fuera del “estado normal”, las acciones están orientadas a restituir el servicio o a ejercer el control correctivo, dependiendo si el sistema se encuentra operando en “estado de reposición” o en “estado de emergencia” respectivamente. [12][13]

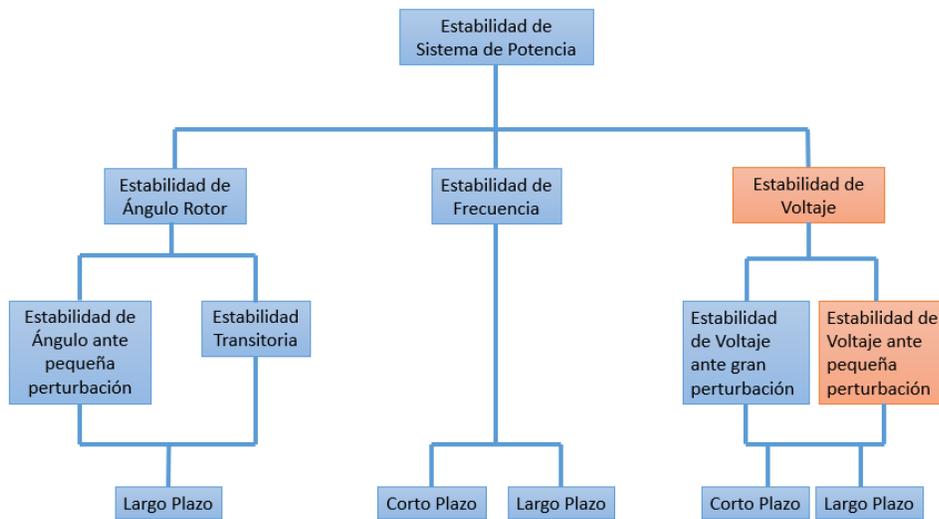
### **2.2.3 Estabilidad en Sistemas de Potencia.**

Según las últimas definiciones dadas por IEEE/CIGRE (2004) [14], la estabilidad en un sistema de potencia es la capacidad que posee el mismo de mantener su condición de operación inicial bajo condiciones normales de operación y volver a un estado de equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación física, es decir, la igualdad que busca el sistema satisfacer entre la generación y demanda (carga) puede ser afectada por fallas u otras perturbaciones internas que el sistema debe soportar y tener robustez suficiente para operar continuamente y encontrar un nuevo punto de operación en el cual establecerse satisfactoriamente. Por otra parte, es de hacer notar que la estabilidad y la inestabilidad son eventos mutuamente excluyentes, por lo que un sistema es estable o no.

### **2.2.4 Tipos de Estabilidad en los Sistemas de Potencia.**

La clasificación del problema de estabilidad se basa en 3 aspectos principales; la naturaleza física de la forma de la inestabilidad resultante, que indica a una determinada variable del sistema en la que se aprecia la inestabilidad; magnitud del disturbio considerado, que influye en los métodos de cálculo; y por último, los dispositivos, procesos e intervalos de tiempo que deben ser considerados para valorar la magnitud de la perturbación [14].

La clasificación ofrecida por IEEE/CIGRE en [14] resulta útil al momento de considerarse que el problema de estabilidad puede ser ocasionado por diferentes causas. Debido a esto, se muestra a continuación dicha clasificación a través de la figura 2.7 y posteriormente sus descripciones:



**Figura 2.7:** Clasificación de estabilidad de sistema de potencia. [14]

Fuente: Kundur P, Paserba J, Ajarapu J, Anderson V, Bose J, Cañizares C, Hatziarg Yriou N. “Definition and classification of Power System Stability, Mayo 2004”

#### 2.2.4.1 Estabilidad de Ángulo Rotor

La estabilidad angular o estabilidad de ángulo rotor es la capacidad de las máquinas síncronas, que se encuentran interconectadas en un sistema de potencia, de permanecer en sincronismo después de haber sufrido una perturbación. Esto depende de la habilidad de cada máquina en el sistema de mantener o restablecer el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico. En caso de que no lograr esta igualdad, la inestabilidad podría manifestarse por el incremento de las oscilaciones angulares de algún generador que ocasionaría su pérdida de sincronismo y la del resto de los generadores [14]. Existen dos subcategorías en este tipo de estabilidad; la estabilidad a pequeña señales y la estabilidad transitoria:

- **Estabilidad a pequeña señal**

La estabilidad de ángulo rotor a pequeña señal o pequeña perturbación es la habilidad del sistema de potencia de mantener sincronismo ante pequeñas

perturbaciones, los cuales son suficientemente pequeñas que permiten la linealización del sistema de ecuaciones para obtener su análisis. Cabe destacar que el intervalo de tiempo de interés para un estudio de estabilidad de ángulo ante pequeñas perturbaciones comprende entre 10 y 20 segundos después de la perturbación.

- **Estabilidad Transitoria**

La estabilidad transitoria o estabilidad de ángulo rotor ante grandes perturbaciones se refiere a la destreza del sistema de potencia de mantener sincronismo cuando es sometido a una perturbación severa, por ejemplo, un corto circuito en una línea de transmisión. Esto trae como consecuencia que el sistema responda con grandes variaciones del ángulo rotor del generador debido a las relaciones no lineales entre potencia y ángulo. La estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia depende tanto de la condición inicial de operación como severidad de la perturbación. Por otra parte, el intervalo de tiempo de interés para el estudio de este tipo de estabilidad usualmente es de 3 a 5 segundos después de la perturbación y puede extenderse de 10 a 20 segundos debido a sistemas muy grandes.

#### **2.2.4.2 Estabilidad de Frecuencia**

La estabilidad de frecuencia es la capacidad de un sistema de potencia de mantener fija la frecuencia después de una perturbación severa en el sistema, resultando en un desbalance significativo entre la generación y la carga. Esto depende de la capacidad de mantener o restablecer el equilibrio entre el sistema de generación y la carga, con mínimas pérdidas de carga no intencionales. Si no se logra, la inestabilidad que podría resultar se manifiesta mediante una frecuencia oscilatoria sostenida que conduce a la pérdida de las unidades de generación y/o las cargas [14].

Los sistemas afectados de forma severa, generalmente resulta en grandes excursiones de frecuencia, voltaje, flujos de potencia, y otras variables del sistema, lo

que provoca la actuación de procesos, controles y protecciones, los cuales no son modelados en estudios de estabilidad transitoria o de voltaje convencionales. Este proceso pudiera ser muy lento, provocando condiciones extremas en el sistema de potencia que, si fuese uno de gran tamaño e interconectado, puede provocar las condiciones necesarias para que exista la separación del sistema en islas, es decir, se convierten en subsistemas divididos [14].

Generalmente este tipo de problema de estabilidad está relacionado a respuestas inadecuadas de los equipos, coordinación no suficiente de control y equipos de protección o insuficientes reservas de potencia activa o reactiva. Debido a las posibilidades, conviene clasificar la estabilidad de frecuencia según la duración, es decir, en mediano y largo plazo:

- **Estabilidad de frecuencia a corto plazo**

Se caracteriza por estar en el rango de algunos segundos, que es lo que tarda en responder los equipos como bote de carga de baja frecuencia y las protecciones y controles del generador. Un ejemplo de este caso, es la formación de un subsistema de poca generación con insuficiencia de bote de carga de baja frecuencia tal que su frecuencia decae rápidamente provocando una salida con consecuencias (“blackout”) del subsistema.

- **Estabilidad de frecuencia a largo plazo**

El rango de interés va de 10 segundos a pocos minutos, y corresponde a la respuesta de los equipos como sistema de abastecimiento de energía prima y regulador de voltaje de carga. Un ejemplo puede ser que la estabilidad de frecuencia afecte los controles de sobre-velocidad de una turbina de vapor o la protección y control del reactor o caldera.

### **2.2.4.3 Estabilidad de Tensión**

Por último, la estabilidad de Tensión o Voltaje, se refiere a la capacidad de un sistema de potencia de mantener las magnitudes de tensiones estables o aceptables en todas las barras en el sistema bajo condiciones normales y después de haber sido sujeto a una perturbación [15].

En otras palabras, es necesario tener una referencia de tensión, por ejemplo, condiciones iniciales de operación, con la cual pueda compararse un punto de operación después de someterse a una perturbación y que esas tensiones sean valores aceptables y aproximados.

Dado que este tipo de estabilidad posee diferentes aristas, conviene clasificarlo según la duración del mismo y magnitud de la perturbación [14]:

#### **2.2.4.3.1 Estabilidad de Tensión Ante Grandes Perturbaciones.**

Se refiere a la capacidad del sistema de mantener estable las tensiones después de una gran perturbación, como una falla en el sistema, pérdida de generación o alguna contingencia. Esta capacidad está determinada tanto por las características del sistema y de la carga como de la interacción de los controles (continuos y discretos) y las protecciones [14] [15].

El estudio de este tipo de estabilidad involucra la respuesta no lineal del sistema de potencia sobre un período de tiempo suficiente para capturar la composición e interacción de los dispositivos vinculados a motores, tales como cambiadores de tomas o taps bajo carga de los transformadores, y limitadores de corrientes de campo de los generadores. El período de estudio de interés abarca desde unos pocos segundos hasta diez minutos [14].

#### **2.2.4.3.2 Estabilidad de Tensión Ante Pequeñas Perturbaciones.**

Es la habilidad del sistema de mantener las tensiones estables cuando es sometido a una pequeña perturbación, por ejemplo, cambios incrementales en el sistema de carga. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características de la carga, de controles continuos, y controles discretos que existen en un instante de tiempo, por ello se estudia para un lapso de tiempo de algunos segundos hasta los 10 minutos [14][15].

Este concepto es útil para la determinación, en cualquier instante, del comportamiento de la tensión ante pequeños cambios de cargabilidad. Por otra parte, con apropiadas consideraciones, el sistema de ecuaciones puede linealizarse para el análisis y poder evaluar información útil sobre la sensibilidad y factores que influyen en la estabilidad de voltaje. Sin embargo, esta linealización no puede explicar los efectos no lineales de los controles, por ello, se emplea una combinación lineal y no lineal de forma complementaria para el análisis del mismo [14][15].

#### **2.2.4.3.3 Estabilidad de Tensión a Corto Plazo.**

La estabilidad de tensión a corto plazo está asociada a la dinámica en el tiempo de los elementos de la carga de actuación rápida, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y convertidores en los sistemas de transmisión de corriente continua en alta tensión (HVDC). El período de estudio de interés está en el orden de varios segundos, y el análisis requiere la solución de sistemas de ecuaciones diferenciales apropiadas. Esto es similar al análisis de estudio de estabilidad de ángulo rotor, con la diferencia de que, en el caso de estabilidad de tensión a corto plazo, el modelo dinámico de las cargas es frecuentemente esencial y, para estabilidad de ángulo, los cortocircuitos cercanos a las cargas son de importancia [14] [15].

#### **2.2.4.3.4 Estabilidad de Tensión a Largo Plazo.**

Este tipo de estabilidad de voltaje, involucra la actuación de los equipos de respuesta lenta como los cambiadores de toma o taps de los transformadores, cargas controladas por temperatura y limitadores de corriente del generador. El estudio puede extenderse a algunos pocos minutos y las simulaciones son necesarias para el análisis del funcionamiento dinámico del sistema [15].

Un ejemplo clásico de estudio este tipo de estabilidad, es evaluar la respuesta del sistema ante un crecimiento sostenido de la demanda, por lo tanto es de importancia modelar adecuadamente la dinámica de las cargas y los equipos de respuesta lenta. [15]

En muchos casos, el análisis estático se puede emplear para estimar los márgenes de estabilidad, identificar los factores que influyen en la estabilidad, y simular o analizar diversas condiciones del sistema y distintos escenarios. En el caso de que el tiempo de las acciones de control sea importante, el análisis estático debe complementarse a través de simulaciones en el dominio tiempo cuasi estacionarias.

#### **2.2.5 Inestabilidad de Voltaje**

Un sistema eléctrico de potencia entra en inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, por ejemplo, incremento en la demanda o cambios en las condiciones del sistema provoca un continuo e incontrolable descenso en la tensión [14]. También se asocia a este tipo de inestabilidad, la disminución del voltaje en una barra cualquiera del sistema, o varias barras continuas a él, luego de realizar una inyección de potencia reactiva en la misma. Por otra parte, la inestabilidad de tensión puede afectar al sistema mediante la pérdida de carga en algunas áreas, salidas de líneas de transmisión y otros elementos o equipos por la actuación del esquema de protección compuesto por relés, desembocando en una salida en cascada de otros componentes

que integran el sistema eléctrico de potencia, lo cual ocasiona la pérdida de sincronismo en algunos generadores cuando ocurre este fenómeno.

### **2.2.5.1 Potencia Reactiva, Cambios en el Sistema y Colapso de Voltaje**

El colapso de voltaje es una inestabilidad que se debe principalmente a los sistemas cargados excesivamente que presentan fallas y/o presentan escases de potencia reactiva, manifestándose en muchos componentes y variables del sistema de potencia a la vez. Es posible que el colapso de voltaje afecte al sistema completo, sin embargo, tiene una presentación relativamente mayor en un área particular del sistema de potencia [16].

Las variables que permiten una visión física de la naturaleza del colapso de tensión son las relacionadas con la producción, transmisión y consumo de potencia reactiva, sin embargo, es frecuentemente relacionado a la demanda de potencia reactiva de las cargas que no se logran satisfacer debido a las limitaciones en la producción y transmisión de la misma. Dichas limitaciones tienen su origen; mientras las de producción se deben a los límites de potencia reactiva del generador, del SVC y a la reducción de potencia reactiva que producen los capacitores de bajas tensiones; las limitaciones en transmisión se asocian a las altas pérdidas de potencia reactiva en las líneas con mucha carga y a las líneas que salen de servicio que disminuyen la capacidad de transmisión. Por otra parte, es conveniente mencionar las razones por las que la carga aumenta su potencia reactiva, las cuales se asocian al aumento de la carga, bloqueo del motor o cambios en la composición de la carga [16].

Algunos de los cambios en el sistema de potencia que pueden contribuir en el colapso de tensión son, por ejemplo:

- Aumento de carga en los componentes del sistema que puedan llegar a la capacidad máxima del mismo.

- Generadores, condensadores sincrónicos o SVC que alcanzan los límites de potencia reactiva.
- Acción del tap en el transformador.
- Recuperación de carga dinámica.
- Salida de la línea o falla (corte de energía) del generador.

Algunas de las acciones que se toman en contra del colapso de tensión son:

- Maniobra con capacitores en derivación.
- Bloqueo del tap del transformador.
- Nuevo despacho de generación.
- Reprogramación de las tensiones del generador y barra de referencia o compensación (slack).
- Regulación del voltaje secundario.
- Desprendimiento de carga
- Sobrecarga temporal de potencia reactiva en generadores.

### **2.2.5.2 Escala de tiempo**

Durante un colapso del voltaje, los transitorios electromagnéticos en las líneas de transmisión y máquinas sincrónicas ocurren muy rápidos como para ser de importancia durante el período de estudio (esto abarca la componente continua de la corriente de corto circuito), es decir, se puede considerar un estado estacionario sinusoidal para el estudio y analizar los voltajes y corrientes como fasores que varían en el tiempo. Sin embargo, considerando lo anteriormente descrito, el rango de duración del colapso de voltaje puede ir desde segundos a horas, clasificándose en escalas:

- Escala de tiempo 1 (Escala de tiempo transitorio):

1. Transitorio Electromecánico, ocasionado por los generadores, reguladores y máquinas de inducción; y electrónica de potencia como SVC y HVDC; ambos en el rango de los segundos
- Escala de tiempo 2 y 3 (Escala de tiempo a largo plazo o intermedio):
    2. Dispositivos de maniobra como conmutador de carga y limitadores de excitación, que actúan en intervalos de decenas de segundos.
    3. Procesos de recuperación de la carga que abarcan varios minutos.

Es de hacer saber que aunque se clasifiquen en transitorio y a largo plazo, el colapso de tensión a largo plazo puede incluir efectos de tiempo transitorio, por ejemplo, un colapso de voltaje lento, que toma varios minutos, puede terminar en un colapso de voltaje rápido (escala de tiempo transitorio) [16].

### **2.2.6 Análisis de la estabilidad de Tensión**

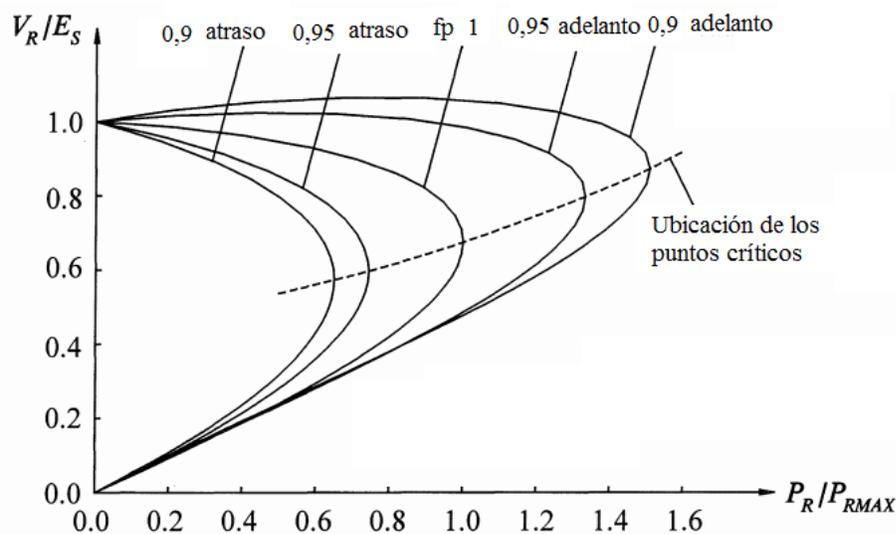
El análisis de estabilidad de voltaje puede realizarse a través de dos métodos diferentes; el dinámico y los estáticos. El método dinámico, o simulaciones en el tiempo, se basa en que el computador debe resolver las ecuaciones diferenciales que describen el sistema de potencia, con la consideración de que los elementos que lo componen tienen modelos matemáticos específicos que describen su comportamiento. Este método se usa principalmente para situaciones concretas, tal como la relación del colapso de voltaje con los controles y la coordinación de protecciones [14] [17].

Sin embargo, muchos aspectos de los problemas de estabilidad de tensión se pueden abordar eficazmente mediante métodos estáticos, ya que estos evalúan la viabilidad del punto de equilibrio representado por una condición de operación específica del sistema eléctrico de potencia y permite analizar un amplio rango de condiciones del sistema, lo cual ofrece un conocimiento profundo de la naturaleza del problema y los factores claves que contribuyeron para su ocurrencia [14].

Debido a las bondades que ofrece, es conveniente describir algunos métodos que se implementan para el análisis estático, primordialmente a los que pertenecen al módulo de estabilidad de voltaje de NEPLAN Electricity [17]:

### 2.2.6.1 Curvas P-V.

Son diagramas que representan el comportamiento de la tensión en una barra determinada ante variaciones de la demanda en la misma (potencia activa). La realización de esta curva se basa en la solución consecutiva de flujo de potencia al ir aumentando la carga en pasos [17][18]. Dicho procedimiento se realiza hasta lograr el punto de máxima cargabilidad, para el cual no es posible obtener la solución del flujo de potencia, que es indicativo de inestabilidad.



**Figura 2.8:** Curva P-V para distintos factores de potencia de la carga [104]

En la figura 2.1 se puede apreciar ciertas características que caben destacar:

- Para un determinado factor de potencia se obtienen dos posibles soluciones (tensiones) para un mismo valor de demanda. La que se ubica en la parte superior de la línea punteada da como resultado una condición de

operación donde la tensión  $V$  es elevada y la magnitud de corriente  $I$  es pequeña. En cambio, la que se encuentra en la parte inferior de la línea punteada corresponde a una operación con nivel bajo de voltaje  $V$  y corriente  $I$  elevada en magnitud. Por otra parte, mientras la primera representa condiciones de operación satisfactorias, el segundo representa condiciones inestables de operación.

- Cada curva posee un punto de cargabilidad máxima (nariz) que, en el caso de ser excedido, las tensiones caerán incontrolablemente y el sistema entrará en un estado de inestabilidad de tensión.

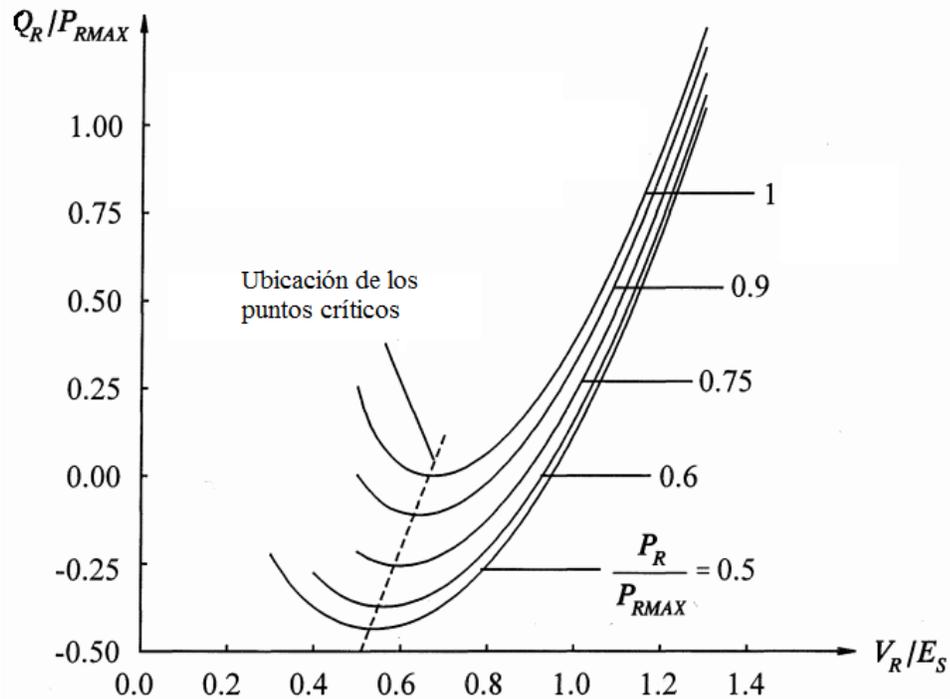
- El factor de potencia cambia el comportamiento de la curva; cuando está en atraso o es unitario, las tensiones disminuyen ante el aumento de la potencia activa. En cambio, cuando el factor de potencia está en adelanto el voltaje se mantiene casi constante e incluso aumenta ante incrementos de potencia activa. Esto se manifiesta en sistemas que emplean compensación capacitiva.

- Una gran ventaja de este método, para el análisis de estabilidad de tensión, es que ofrece una indicación de la proximidad al colapso de voltaje del sistema a través de un rango de valores de carga; entre más lejano al punto de cargabilidad máxima, el sistema presenta más estabilidad. Esa distancia entre un punto de operación y el de máxima cargabilidad se define como margen de cargabilidad.

#### **2.2.6.2 Curvas V-Q.**

Son curvas que representan la relación entre la potencia reactiva y la tensión en una barra cuando se mantiene constante la potencia activa. Se obtienen a partir de

correr una serie de casos de flujo de carga consecutivos con una fuente de potencia reactiva variable (por ejemplo, un condensador sincrónico ficticio conectado en paralelo) en la barra seleccionada y muestran la cantidad necesaria de potencia reactiva  $Q$  para obtener un nivel específico de voltaje  $V$  [17] [18].



**Figura 2.9:** Curva V-Q para distintos valores de carga (potencia activa) [104]

Cabe mencionar ciertas características de la figura 2.2:

- El punto mínimo de la curva V-Q o donde su pendiente es nula, es el punto crítico y sirve de frontera para establecer la estabilidad de un sistema, es decir, los puntos situados a la izquierda del valor mínimo son inestables y los de la derecha son estables. Si el punto de operación se sitúa a la izquierda, pueden hacer actuar a las protecciones y ocasionar un colapso en el sistema.
- Si el punto mínimo de la curva V-Q está por encima del eje horizontal o es positivo, el sistema es deficiente de potencia reactiva. En cambio, si el punto crítico está por debajo del eje horizontal o es negativo, el sistema tiene

algún margen de potencia reactiva. Es de hacer notar que la intersección de la curva con el eje horizontal representa el caso no compensado, donde el dispositivo de compensación no genera ni consume reactivos.

- El nodo más débil es aquel que tiene su punto crítico más alto, el que tiene el margen de potencia reactiva más pequeño, el que tiene la mayor deficiencia de potencia reactiva o el que tiene el cambio más alto de voltaje en p.u. al variar los VARs.

### 2.2.6.3 Análisis de Sensibilidad V-Q.

El análisis sensibilidad V-Q calcula la relación existente entre el cambio de la tensión con el cambio de potencia reactiva. Para su análisis se parte de las expresiones de flujo de carga mediante el método Newton Raphson:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (ec. 2.1)$$

Donde;

$\Delta P$ : Cambios incrementales en la potencia activa del nodo

$\Delta Q$ : Cambios incrementales en la potencia reactiva del nodo.

$\Delta\theta$ : Cambios incrementales en el ángulo de la tensión del nodo.

$\Delta V$ : Cambios incrementales en la magnitud de la tensión del nodo.

$J_{P\theta}$ : Submatriz que representa c/u de las derivadas de P respecto a  $\theta$ .

$J_{PV}$ : Submatriz que representa c/u de las derivadas de P respecto a V.

$J_{Q\theta}$ : Submatriz que representa c/u de las derivadas de Q respecto a  $\theta$ .

$J_{QV}$ : Submatriz que representa c/u de las derivadas de Q respecto a V.

La matriz compuesta por cuatro submatrices se define como Jacobiano.

La estabilidad de tensión del sistema está afectada tanto por P como por Q. Sin embargo, en cada punto de operación se podría mantener P constante y evaluar la

estabilidad de voltaje considerando la relación incremental entre Q y V, lo cual es análogo al análisis de la curva QV. A pesar de que los cambios incrementales en P no son considerados en la formulación, los efectos de los cambios en la carga del sistema o los niveles de potencia transferida si son tomados en cuenta al estudiar la relación entre Q y V en distintos puntos de operación [15].

Considerando lo anteriormente descrito, la ecuación 2.1 queda reducida a una expresión que depende de Q y V:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \text{ (ec 2.2)}$$

Donde;

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \text{ (ec. 2.3)}$$

$J_R$  Es la matriz Jacobiana reducida del sistema. Por otra parte, si en la ecuación 2.2 se despeja  $\Delta V$  de forma matricial, da a lugar a  $J_R^{-1}$  que es la matriz Jacobiana VQ reducida o matriz Jacobiana reducida inversa:

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \text{ (ec. 2.4)}$$

La matriz Jacobiana reducida inversa  $J_R^{-1}$  representa las sensibilidades V-Q; los elementos de su diagonal principal son las sensibilidades propias  $\partial V_i / \partial Q_i$  del  $i$ -ésimo nodo, en cambio, los elementos fuera de la diagonal principal representan las sensibilidades mutuas  $\partial V_k / \partial Q_i$  de un nodo respecto al sistema.

Debido a que los elementos de la matriz  $J_R^{-1}$  pueden adquirir cualquier número, es necesario mencionar tres aspectos que se puede intuir en cuanto a sus valores; en primer lugar, las sensibilidades de los nodos con control de voltaje son iguales a cero. El segundo aspecto es sobre las sensibilidades son positivas, que

indica que la operación es estable y entre menor sea la sensibilidad, más estable es el sistema o, equivalentemente, a medida que la estabilidad disminuye, la sensibilidad se incrementa. Por último, la sensibilidad negativa indica que el sistema es inestable y no es controlable, ya que ante aumentos en la inyección de potencia reactiva los niveles de voltaje disminuyen y todos los equipos de control de potencia reactiva están diseñados para operar satisfactoriamente cuando al aumentar Q existe un incremento en V [17].

#### 2.2.6.4 Análisis Modal Q-V

El análisis modal cuenta con la particularidad de que es posible determinar, a través de la magnitud de valores, cuan cerca se encuentra el sistema de la inestabilidad. Esto permite hallar las áreas más débiles del sistema con respecto a la estabilidad de voltaje y obtener información relacionada a los mecanismos de la inestabilidad a través del cálculo de factores de participación [19].

Semejante al método anterior, el análisis modal emplea la relación existente entre la potencia reactiva y la tensión en los nodos a través de la matriz Jacobiana reducida [15], con la diferencia de que considera la posibilidad de identificar las características de la estabilidad de tensión de un sistema de potencia mediante el cálculo de sus autovalores y autovectores. Esto conlleva a la matriz Jacobiana reducida de la ecuación 2.3 a reescribirse de la siguiente forma:

$$J_R = \xi \Lambda \eta \text{ (ec. 2.5)}$$

Donde

$\xi$ : Matriz de autovectores derechos de  $J_R$ .

$\eta$ : Matriz de autovectores izquierdos de  $J_R$ .

$\Lambda$ : Matriz diagonal de autovalores de  $J_R$ .

De la ecuación 2.5:

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \text{ (ec. 2.6)}$$

Sustituyendo la ecuación 2.6 en 2.4 se obtiene:

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \text{ (ec. 2.7)}$$

Lo que equivale a:

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \text{ (ec. 2.8)}$$

Donde  $\xi_i$  es la i-ésima columna derecha del autovector derecho y  $\eta_i$  es la i-ésima fila del autovector izquierdo de la matriz Jacobiana  $J_R$ .

Cada autovalor  $\lambda_i$  y los correspondientes autovectores derecho e izquierdo,  $\xi_i$  y  $\eta_i$  respectivamente, definen el i-ésimo modo de la respuesta Q-V.

Por otra parte,  $\xi^{-1} = \eta$  permitiendo a la ecuación 2.7 adoptar la siguiente forma:

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \text{ (ec. 2.9)}$$

O

$$v = \Lambda^{-1} q \text{ (ec. 2.10)}$$

Donde

$v = \eta \Delta V$  es el vector modal de variaciones de voltaje.

$q = \eta \Delta Q$  es el vector modal de variaciones de potencia reactiva.

Es de hacer notar que la diferencia entre las ecuaciones 2.4 y 2.10 está en  $\Lambda^{-1}$ , la cual es una matriz diagonal, mientras que  $J_R^{-1}$ , generalmente, no lo es. La

ecuación 2.10 representa ecuaciones de primer orden desacoplada, por ello, para el  $i$ -ésimo modo se tiene que:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \text{ (ec. 2.11)}$$

Respecto a la ecuación 2.11, cabe mencionar ciertas características:

- Si el  $i$ -ésimo autovalor  $\lambda_i$  es positivo, el  $i$ -ésimo voltaje modal y la  $i$ -ésima variación de potencia reactiva modal están en la misma dirección, lo cual indica que el sistema es estable. Su magnitud determina el grado de estabilidad del  $i$ -ésimo voltaje modal, es decir, si  $\lambda_i$  es positivo y de un valor muy pequeño, el  $i$ -ésimo voltaje modal está más cerca de ser inestable.
  - Si  $\lambda_i$  es negativo, el  $i$ -ésimo voltaje modal y la  $i$ -ésima variación de potencia reactiva modal se encuentran en direcciones opuestas, lo que significa que el sistema es inestable en términos de estabilidad de voltaje.
  - Cuando el  $i$ -ésimo autovalor es igual a cero ( $\lambda_i = 0$ ), el  $i$ -ésimo voltaje modal colapsa porque cualquier cambio en esa potencia reactiva modal provocaría cambios infinitos en el voltaje modal [15].
- **Factores de participación de Barra o Nodo**

La participación relativa de un nodo en determinado modo está dada por el factor de participación del nodo. Estos determinan las áreas para cada modo y de esta forma se identifican las áreas débiles o áreas inestables (no controlables). La suma de todas las participaciones de los nodos en un modo dado es igual a la unidad debido a que los autovectores derechos e izquierdos son normalizados.

La magnitud de la participación de un nodo, en un modo dado, es indicativo de la efectividad de las medidas remediales aplicadas a ese nodo para estabilizar el modo. [15][17]

- **Factores de participación de Rama**

Los factores de participación de ramas indican, para cada modo, las ramas que consumen más potencia reactiva, en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva.

Cuando las ramas poseen altas participaciones significa que son enlaces débiles o que están altamente cargadas, lo cual permite identificar medidas correctivas que brinden solución al problema de estabilidad y proporcionar cual rama seleccionar para realizar un análisis de contingencias. [15][17]

- **Factores de participación de Generadores**

Los factores de participación de generadores indican, para cada modo, los generadores que suministran más potencia reactiva, respondiendo a un incremento en la cargabilidad del sistema. Este factor proporciona información que considera la distribución apropiada de las reservas de reactivos entre las máquinas. [15] [17]

### **2.2.7 Características del Caso Base.**

El caso base es aquel sistema de potencia o, en este caso, región al que se le aplica el estudio de estabilidad de voltaje mediante análisis modal para determinar cuan cerca está del colapso de tensión. Se caracteriza tener un punto de operación normal, donde la demanda es satisfecha y no existen violación de las restricciones operativas. Así mismo, funciona como punto de partida para posteriores casos y análisis. Debido a que se realiza el estudio en la Región Occidente, es necesario

describir los elementos que lo componen a través de los parámetros necesarios para realizar el estudio de estabilidad de tensión mediante el método análisis modal. Estos datos se hallan en el caso de estudio de PowerFactory.

En la tabla 2.2 se observa las características de generación del caso de estudio de la Red Eléctrica de la Región Occidente. Son principalmente dos S/E en las que se concentra la generación para el caso de estudio; Termozulia II que alimenta a la red de 230 kv, integrado por Termozulia II, III y IV. Por otra parte, San Lorenzo que alimenta a la red de 115 kv. Esta última se caracteriza por tener integrada una Barcaza a poco menos de medio kilómetro y, por otra parte, San Timoteo que también llega a esta subestación y se ubica a 1,6 km.

**Tabla 2.2:** Generación del Caso Base de la Red Occidente.

Planta	Unidades	Barra asociada	Tensión [kV]	Generación [MW]	fp	Límites [MVar]
Guaicaipuro	Guaicaipuro_01	Raúl Leoni 138	13,8	20	0,85	26,5
	Guaicaipuro_02		13,8	20	0,85	26,5
Ramón Laguna	RLG_14	Arreaga 138	13,8	30	0,85	30
	RLG_15		20	116	0,85	30
	RLG_16		20	120	0,85	30
	RLG_17		20	120	0,85	30
Bajo Grande	B. Grande01	Urdaneta 138	13,8	35	0,85	30
	B. Grande02		13,8	35	0,85	30
Termozulia I	TZCC1_01	Urdaneta 138	18	130	0,85	30
	TZCC1_02		18	130	0,85	30
	TZCC1_03		20	130	0,85	30
Urdaneta	URD_17	Urdaneta 138	13,8	39	0,9	94
	URD_18		13,8	12	0,8	5
	URD_19		13,8	12	0,8	5
Termozulia II	TZCC2_04	TZ_II_230	16,5	130	0,85	100
	TZCC2_05		16,5	130	0,85	100
Termozulia III	TZCC3_07	TZ_II_230	18	160	0,85	50
	TZCC3_08		18	160	0,85	50
Termozulia IV	TZ_IV_10	TZ_II_230		62	0,85	95
	TZ_IV_11		13,8	65	0,85	95
San Lorenzo	1 y 2	San Lorenzo 115	13,8	17	0,9	30,31
			13,8	17	0,9	30,31
Barcaza San Lorenzo	Barcaza	San Lorenzo 115	13,8	80	0,85	102,36
San Timoteo	U_1	San Lorenzo 115	13,8	80	0,85	155
<b>Total</b>				1850		

En la tabla 2.3 se halla los parámetros de las líneas de transmisión que se emplean para realizar la simulación en NEPLAN Electricity. Cabe destacar que las

escalas grises empleadas en este cuadro corresponden a un nivel de tensión determinado; el más oscuro es a 400kV, el claro a 230 kV y el blanco a 115kV.

**Tabla 2.3:** Líneas de transmisión en Región Occidente a 400, 230 y 115 kV.

Línea (número de circuitos o Líneas)	Long. [Km]	R [Ω/Km]	X [Ω/Km]	B [uS/Km]	Límite [A]
Yaracuy-Tablazo (3)	328,99	0,0305	0,4028	4,181	1450
	323,99	0,0305	0,4028	4,181	1450
	307,9	0,0273	0,3777	4,381	2021
Tablazo-Cuatricentenario (2)	38,5	0,0286	0,3811	4,37	1100
	38,5	0,0286	0,3811	4,37	1100
Cable Punta Iguana-Punta de Piedras (1)	9	0,2351	0,1352	134,59	1014
Tablazo-Punta Iguana tramos A y B(1)	19,186	0,0535	0,4458	3,725	1079
	10,814	0,0535	0,4456	3,725	1079
Tablazo-Punta Palma (2)	13,95	0,0535	0,4457	3,725	1079
	13,95	0,0535	0,4458	3,725	1079
Cable Punta Palma-Peonías (2)	9,6	0,0184	0,7808	405	838
	9,6	0,0184	0,7808	405	838
Peonías-Cuatricentenario (2)	9,6	0,0535	0,4457	3,725	1079
	9,56	0,0535	0,4458	3,725	1079
Cuatricentenario-Trinidad (1)	12	0,0535	0,4458	3,725	1079
Cuatricentenario-Cuestecitas (1)	130	0,0615	0,5255	3,296	1000
Cuatricentenario- Palito Blanco (1)	19	0,0535	0,4457	3,725	1079
Palito Blanco-El Rincón (1)	10	0,0535	0,4457	3,725	1079
Palito Blanco-Termozulia II (2)	23	0,0390	0,3291	5,047	2108
	23	0,0390	0,3291	5,048	2108
El Tablazo-Las Morochas Tramos A y B(1)	33,5	0,0535	0,4794	3,449	1079
	30	0,0535	0,4794	3,449	1079
El Tablazo-Cabimas Tramos A y B(1)	11	0,0539	0,4408	3,802	1079
	39,2	0,0555	0,4490	3,697	1342
Cabimas-Morochas Tramos A y B(1)	11	0,0539	0,4408	3,802	1079
	13,6	0,0555	0,4490	3,697	1342
El Tablazo-Pequiven (3)	10,2	0,0814	0,4757	3,517	815
	10,2	0,0812	0,4806	3,454	815
	10,2	0,0814	0,4757	3,517	815
El Tablazo-El Primo (1)	15,9	0,0812	0,4806	3,454	815

El Primo-Los Laureles (1)	13,6	0,1710	0,4955	3,346	634
Los Laureles-Cabimas (1)	13,6	0,1710	0,4955	3,346	634
El Tablazo-Santa Rita Tramos A yB(1)	19,6	0,0812	0,4806	3,454	815
	14,9	0,0814	0,4750	3,518	815
Santa Rita-Cabimas Tramos A B y C (1)	14,9	0,0814	0,4750	3,518	815
	24,4	0,0812	0,4806	3,454	815
	1,1	0,0539	0,4408	3,802	1079
Barlovento-Cabimas Tramos A y B* (1)	4	0,0771	0,4639	3,577	1054
	1,1	0,0539	0,4408	3,802	1079
Barlovento-Médanos (1)	4,1	0,0780	0,4051	4,166	1054
Centro-Medanos (1)*	3,5	0,0780	0,4051	4,166	1054
19 de Abril-Centro Tramos AyB (1)	0,67	0,0773	0,4341	3,832	1054
	4,3	0,0819	0,4214	4,001	815
Cabimas-19 de Abril tramos AyB (1)	0,7334	0,0773	0,4806	3,452	1054
	6,06	0,0771	0,4810	3,447	1054
Cabimas-Morochas Tramos A B y C (1)	0,65	0,2711	0,5113	3,275	470
	9,75	0,2710	0,5121	3,276	470
	11,5	0,2710	0,5121	3,276	470
Cabimas-Punta Gorda tramos AyB (1)	0,65	0,2711	0,5113	3,275	470
	10,1	0,2710	0,5121	3,276	470
Punta Gorda-Las Morochas* (1)	11,5	0,2709	0,5122	3,271	470
Punta Gorda-Proacero	6,4	0,1650	0,4942	3,356	650
Las Morochas-Federación T. A y B (1)	1,72	0,2711	0,5191	3,226	470
	2,63	0,2712	0,5189	3,235	470
Ciudad Ojeda-Federacion T. A y B (1)	2,56	0,0778	0,4048	4,167	1054
	2,6	0,2121	0,5004	3,332	574
Las Morochas-Ciudad Ojeda T. A y B (1)	1,7	0,1713	0,4977	3,361	634
	2,27	0,0819	0,4214	4,001	815
Las Morochas-San Lorenzo (2)	63,4	0,1709	0,4957	3,346	634
	63,4	0,1709	0,4957	3,346	634
Las Morochas-Sizuca (1)	4,7	0,1709	0,4957	3,346	634
Las Morochas-La N Tramos A y B (1)	3,25	0,1709	0,4957	3,346	634
	1,625	0,1709	0,4957	3,346	634
San Lorenzo-TOFFMeneGrande-Valera II (2)	16	0,1660	0,4695	3,528	464
	85	0,1660	0,4695	3,528	464
	16	0,1660	0,4695	3,528	464
	85	0,1660	0,4695	3,528	464

San Timoteo-San Lorenzo (1)	1,6	0,0771	0,4639	3,577	1054
San Lorenzo-Barcaza S.Lorenzo (1)	0,6	0,0840	0,4749	3,48	815
San Lorenzo-Machango (1)	37	0,1650	0,4942	3,356	650
Machango-Puricaure (1)	70	0,1650	0,4942	3,356	650

Para finalizar, la tabla 2.4 se muestran los transformadores que se consideran del caso de estudio de PowerFactory. Es de mencionar que, aunque el nivel de tensión de 138 kV es característico de la red de la Región Occidente, el mismo no es objeto de estudio en este Trabajo Especial de Grado porque es de interés observar hasta donde incide las transferencias de potencia del Sistema Interconectado Nacional hacia la región Occidental del país, el cual incide sobre la importación Centro-Occidente. Debido a esto, las interconexiones que existan con el sistema de 138 kV son consideradas cargas en los casos de estudios.

**Tabla 2.4:** Transformadores del caso base.

S/E	Relación de Transformación	Potencia [MVA]	Zcc [%]
<b>EL TABLAZO</b>	230/400	450	5,04
	230/400	450	5,04
	230/400	450	5,04
	115/230	200	7,5
	115/230	200	7,5
	115/230	200	7,5
<b>CUATRICENTENARIO</b>	230/400/34,5	450	5,04; 5,1; 6,3
<b>CABIMAS</b>	115/230	200	12,02
	115/230	200	10,08
<b>LAS MOROCHAS</b>	115/230	100	7,59
	115/230	100	7,59
	115/230	100	7,59
	115/230	100	7,59
<b>TERMOZULIA II 230 (TZ2)</b>	16,5/230	210	12,92
	16,5/230	210	12,92
<b>TERMOZULIA II 230 (TZ3)</b>	16,5/230	210	12,92
	16,5/230	210	12,92
<b>TERMOZULIA II 230 (TZ4)</b>	13,8/230	210	14
<b>SAN TIMOTEO 115</b>	13,8/115	150	14,8
	13,8/115	150	14,8
<b>B. SAN LORENZO 115</b>	13,8/115	80,36	8,42
<b>SAN LORENZO 115</b>	13,8/115	30	12,1
	13,8/115	30	12,1

## 2.2.8 Límites de Exportación - Importación Región Occidente.

- **Importación Maracaibo.**

Este intercambio consta de líneas de transmisión de 400 kV y 230 kV que une al área Zulia-Occidente con la S/E Tablazo, obteniendo este último su energía de la S/E Yzacuy 400kV. Las líneas en 230kV cruzan a través del lago de Maracaibo mediante tres cables sublacustres a 230kV; dos que van desde el Tablazo a Peonías que llega a Cuatricentenario en 230kV y un cable que va desde el Tablazo a Punta de Piedra en 230kV. Equivalentemente, Existen dos líneas de transmisión en 400kV que cruzan el lago e interconecta las subestaciones El Tablazo con Cuatricentenario en

dicho nivel de tensión [20]. Es de notar que el punto de medición se ubica en la S/E Tablazo. En [20] se halló un límite de 1003 MW de importación Maracaibo aplicando el método curvas PV del WSCC con aumento de demanda. Por otra parte, Rebecca en [21] mediante nomograma, encontró que las máximas transferencias para el intercambio Exportación Tablazo por concepto de estabilidad de tensión se ubica sobre los 1100MW con generación local de 750 MW.

- **Exportación Valera II (115kV) y Exportación Buena Vista (230kV).**

Para Exportación Valera II 115 kV y Exportación Buena Vista 230 kV, se consideraron las Importaciones Mene Grande 115kV y Las Morochas 230kV respectivamente. Dichas S/E están interconectadas mediante líneas de transmisión y en el Trabajo Especial de Grado de Arias [5] se hallan algunos valores de referencia que limitan la Importación/Exportación. En base a esto, se considera como valores máximos una exportación de 150 MW a Valera II y 240 MW a Buena Vista, ya que en [5] estos límites representa la potencia activa que necesita el sistema eléctrico suroccidente que no es capaz de suplir mediante generación local en un escenario de máxima demanda. Arias menciona que estos valores, en conjunto con 170 MW proveniente de Acarigua, violan en un 40% los límites de importación establecido por CORPOELEC, sin embargo, la región opera actualmente de esa manera por déficit de generación en dicha área.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

En este capítulo se abordan y describen los principales aspectos que fundamentan los métodos empleados desde que se inicia la investigación hasta su culminación, para alcanzar los objetivos fijados en este trabajo.

Balestrini (2001) define marco metodológico como:

La instancia referida a los métodos, las diversas reglas, registros, técnicas y protocolos con los cuales una teoría y su método calculan las magnitudes de lo real. De allí se deberá plantear el conjunto de operaciones técnicas que se incorporen en el despliegue de la investigación en el proceso de la obtención de los datos. El fin esencial del marco metodológico es el de situar en el lenguaje de investigación los métodos e instrumentos que se emplearan en el trabajo planteado, desde la ubicación acerca del tipo de estudio y el diseño de investigación, su universo, población, su muestra, los instrumentos y técnicas de recolección de datos, la medición, hasta la codificación, análisis y presentación de datos. De esta manera se proporcionara al lector una información detallada sobre cómo se realizara la investigación.

De acuerdo a la naturaleza y características del problema que origina este estudio, esta investigación se enmarcó dentro de una investigación del tipo de campo, ya que se basa en una recopilación de información o datos realizada en el ambiente específico en donde se presenta el hecho o fenómeno de estudio, con la finalidad de realizar un análisis sistemático, entender el origen y factores constituyentes, explicar causas y efectos, utilizando métodos específicos de los paradigmas o enfoques de investigación.

Por consiguiente, se ofrece la posibilidad identificar las zonas de operación inseguras, en cuanto a la estabilidad de voltaje, del Despacho Occidente, aplicando el método de análisis modal, con el objetivo de complementar la información necesaria para la toma de acciones preventivas de maniobra o expansión del Sistema Eléctrico Regional.

### **3.2 Diseño de la Investigación**

Según Arias (2004) “el diseño es la estrategia adoptada por el investigador para responder al problema planteado”. En este caso, analizar la estabilidad de voltaje del Sistema Eléctrico de Occidente, integrado por el estado Zulia, en sus niveles de tensión de 400kV, 230kV y 115kV, mediante análisis modal, para la determinación de los márgenes de seguridad que permitan orientar acciones preventivas o tomas de decisiones en la operación del Sistema Eléctrico de Potencia y mantener la estabilidad de voltaje, ya que este sistema demanda de la red troncal de transmisión altas cantidades de energías cuando sus plantas térmicas están fuera de servicio.

Para la simulación del sistema eléctrico se utilizaron las siguientes herramientas computacionales:

Power Factory (DigSilent), versión 14.0. Esta herramienta permite el análisis de sistemas eléctricos de potencia de redes comerciales, industriales y de gran escala, en los ambientes de operación y planificación. Mediante su interfaz gráfica permite modelar diagramas unifilares que consideren los aspectos eléctricos, mecánicos y térmicos de los elementos que conformen el sistema de potencia, por ejemplo, especificar las características de las máquinas sincrónicas o líneas de transmisión permiten establecer la curva de daño. Por otra parte, cuenta con módulos y herramientas que permiten calcular flujos de carga balanceados y desbalanceados, análisis de armónicos, coordinación de protecciones, análisis de transitorios electromagnéticos y flujo de carga óptimo, entre otros. En este estudio se emplea para

la extracción de datos relacionados al sistema Occidente, ya que en esta plataforma se encuentra la base de datos del SEN en los niveles de 765, 400, 230, 138 y 115 kV. Es de notar, que esta versión de la herramienta computacional no cuenta con el módulo de estabilidad de voltaje mediante análisis modal.

NEPLAN, versión 5.5.3. Esta herramienta permite simular redes eléctricas y cuenta, al igual que el software anterior, con su respectiva interfaz gráfica, en donde se visualiza los elementos que conforman el sistema mediante un diagrama unifilar. Por otra parte, es posible editar los parámetros eléctricos para obtener valores más cercanos a la realidad. Cabe destacar que esta herramienta si cuenta con el módulo de análisis de estabilidad de tensión mediante análisis modal (Análisis de Valores propios Q-V), que es el método de reducción de matriz jacobina, y permite obtener sensibilidades, autovalores, factores de participación de barras, ramas y generadores. De forma complementaria, esta herramienta permite el estudio de estabilidad de tensión mediante Curvas V-Q, Curvas P-V y sensibilidad V-Q, coadyuvando a un acertado análisis para la toma de decisiones y prevenir la inestabilidad de voltaje.

### **3.3 Ingreso de los datos al software NEPLAN**

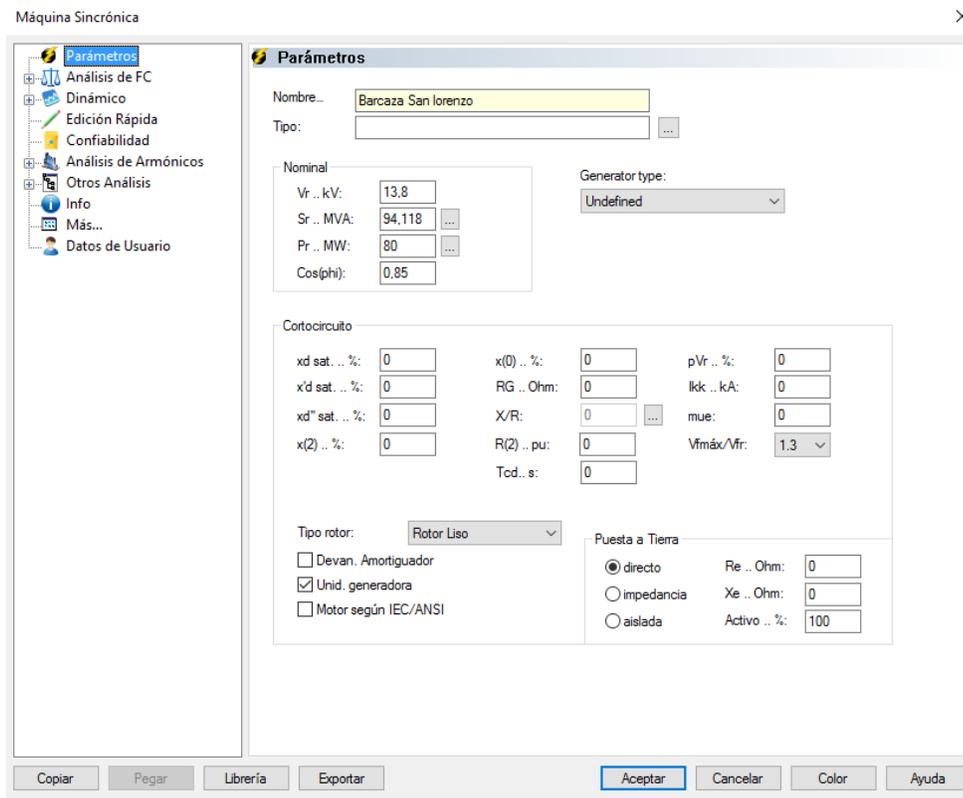
Como se mencionó en el capítulo anterior, para el estudio de estabilidad de tensión a través de análisis modal es necesario considerar las variables que se aprecian en un flujo de carga, con la finalidad de encontrar la matriz Jacobiana reducida del sistema e identificar sus autovalores, ya que estos brindan información sobre la estabilidad de tensión por medio de distintos factores de participación.

Las variables asociadas al flujo de carga están vinculadas, en parte, a la configuración y elementos del sistema eléctrico de potencia bajo estudio. Debido a esto, es necesario definir los componentes de la red que, para este caso de estudio, involucran los parámetros de la generación, transmisión y cargas del Sistema Eléctrico Occidental de Venezuela.

A continuación se muestran ejemplos del ingreso de los datos al Software NEPLAN, considerando elementos propios del sistema bajo estudio y se menciona los parámetros que son necesarios para conseguir el flujo de potencia.

### 3.3.1 Generador

Se emplea el ítem “Máquina Sincrónica”, que es un componente “1-Terminal”, situado en la columna derecha del área de trabajo. Se muestra como ejemplo el Generador de la Barcaza de san Lorenzo en las figuras 3.1.1, 3.1.2 y 3.1.3.

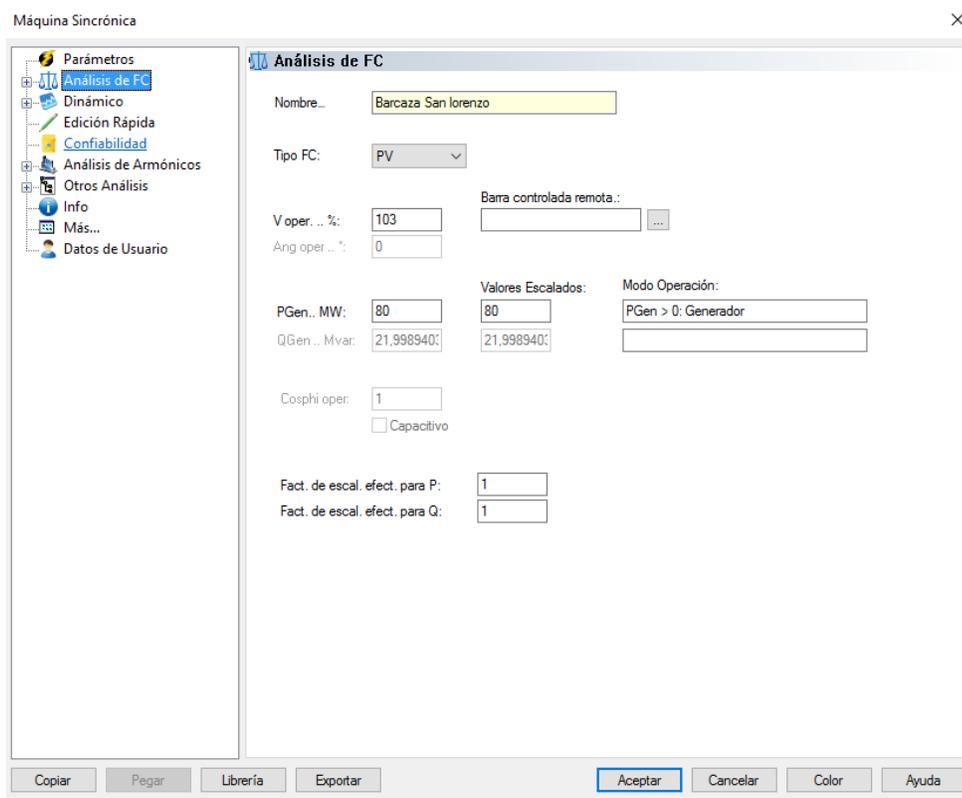


**Figura 3.1.1:** Parámetros del Generador Barcaza San Lorenzo.

Se aprecia en la figura 3.1.1 la ventana de parámetros del generador Barcaza San Lorenzo, donde se establecieron el nombre del elemento y los valores nominales de la máquina, en este caso, los de tensión, potencia aparente y potencia Activa (o en

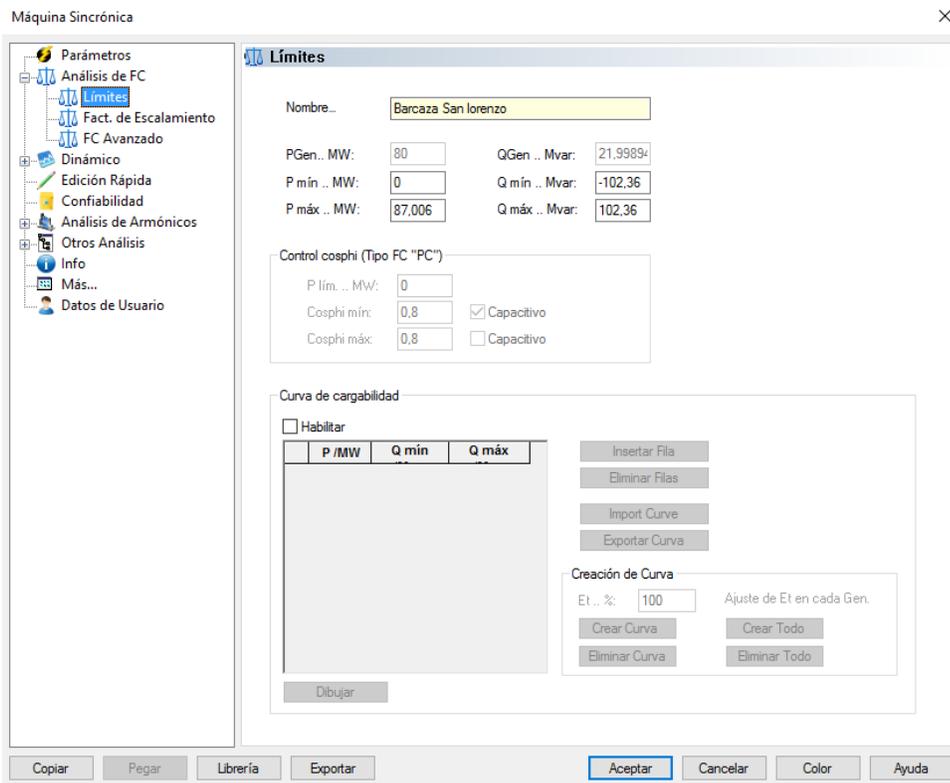
defecto de los dos últimos, potencia aparente y factor de potencia o potencia activa y factor de potencia).

Es importante recalcar que se está trabajando un flujo de carga y es necesario definir el tipo de barra de los elementos de generación del sistema, ya que da origen a cómo son tratados en los cálculos de flujo de potencia. Por ello, es vital que las barras asociadas a la generación sean del tipo PV, porque permite definir los parámetros asociados a la configuración de la generación de la máquina, es decir, la tensión a la que está funcionando y la potencia activa que está entregando. Esto se aprecia en la figura 3.1.2, donde se aprecia la ventana de Análisis de FC del generador Barcaza San Lorenzo: En la pestaña desplegable “Tipo de FC” se selecciona PV, lo que permite que se pueda editar los parámetros de tensión de la máquina y la potencia activa que entrega. Esto define el punto de operación de la máquina.



**Figura 3.1.2:** Análisis de FC del Generador Barcaza San Lorenzo.

Para culminar con este elemento, se establecen sus límites de potencia activa y reactiva como se aprecia en la figura 3.1.3, el cual es la ventana “Límites” y está disponible en la pestaña desplegable del ítem Análisis de FC. El motivo principal es que al ser una barra PV, el parámetro Q (potencia reactiva) puede ser cualquier valor porque refleja la necesidad de reactivos del sistema. Esto hace necesario definir los límites de la máquina y evitar daños que se puedan producir en el mismo. En el caso de que se necesitare reactivos y este generador está en su límite, serán solicitados a otra máquina.

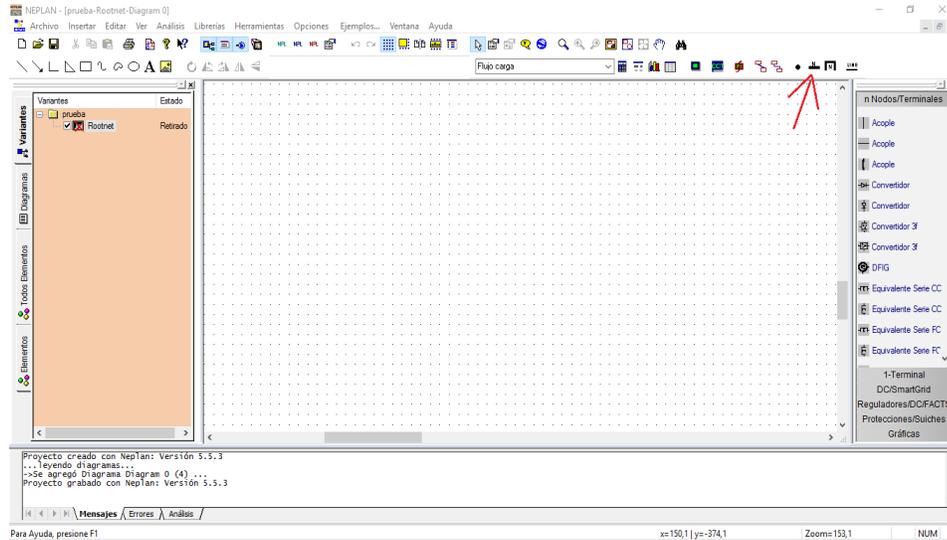


**Figura 3.1.3:** Límites del Generador Barcaza San Lorenzo.

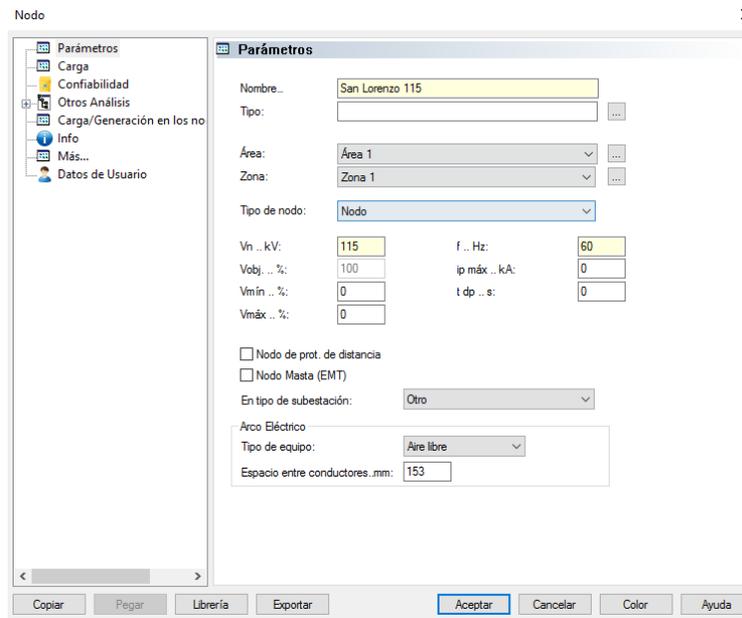
### 3.3.2 Barras o Nodos.

Para dibujar cada barra del sistema se debe seleccionar la función “Insertar Nodo”, ubicada en la parte superior derecha del área de trabajo. Se caracteriza por tener una línea negra gruesa y la letra N sobre la misma. En la figura 3.2.1 se aprecia

la ubicación de dicha función y en la figura 3.2.2 se observa la ventana que se abre al realizar la selección y dibujar el nodo (línea recta).



**Figura 3.2.1:** Ubicación de la función “Insertar Nodo” en el ambiente NEPLAN.

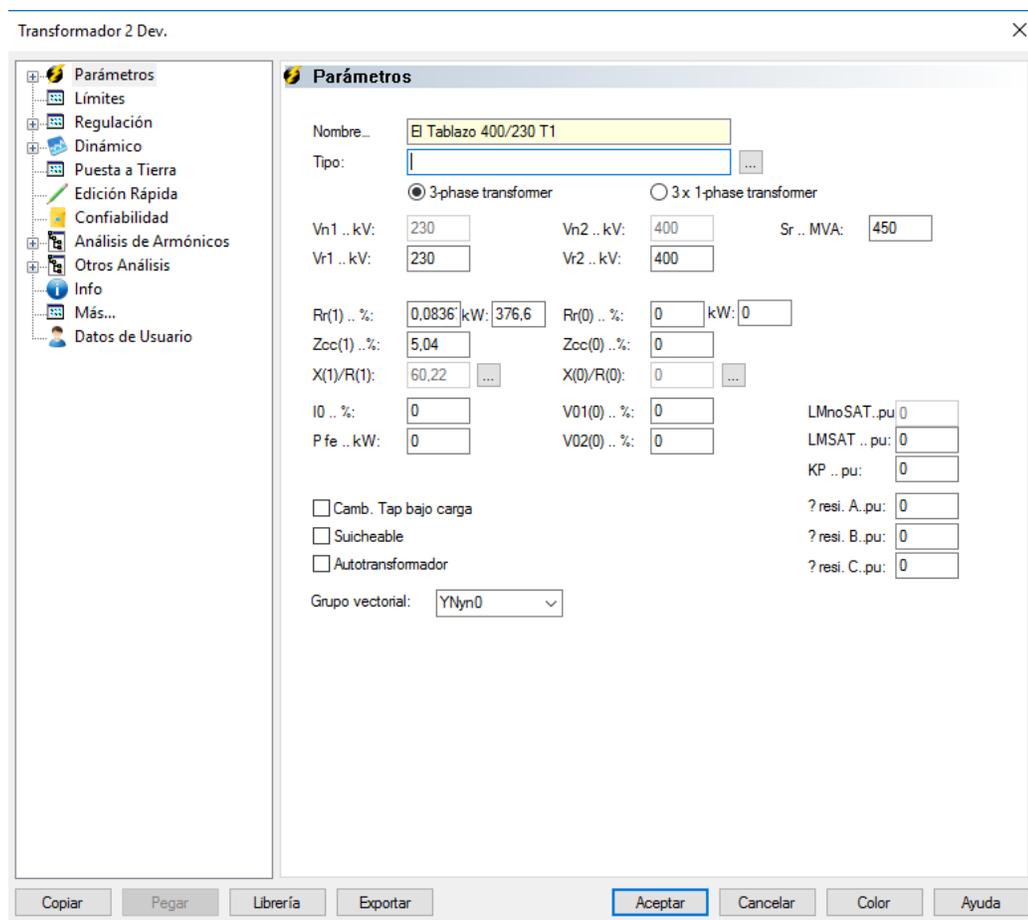


**Figura 3.2.2:** Ventana Parámetros del Nodo San Lorenzo 115.

Los datos necesarios son ingresados en la ventana de parámetros, los cuales son Nombre, el voltaje al que opera el nodo o tensión nominal (expresado en kV) y la frecuencia de operación (expresado en Hz). Se Tomó como ejemplo la barra de la subestación San Lorenzo, la cual es de un nivel de tensión de 115kV.

### 3.3.3 Transformadores

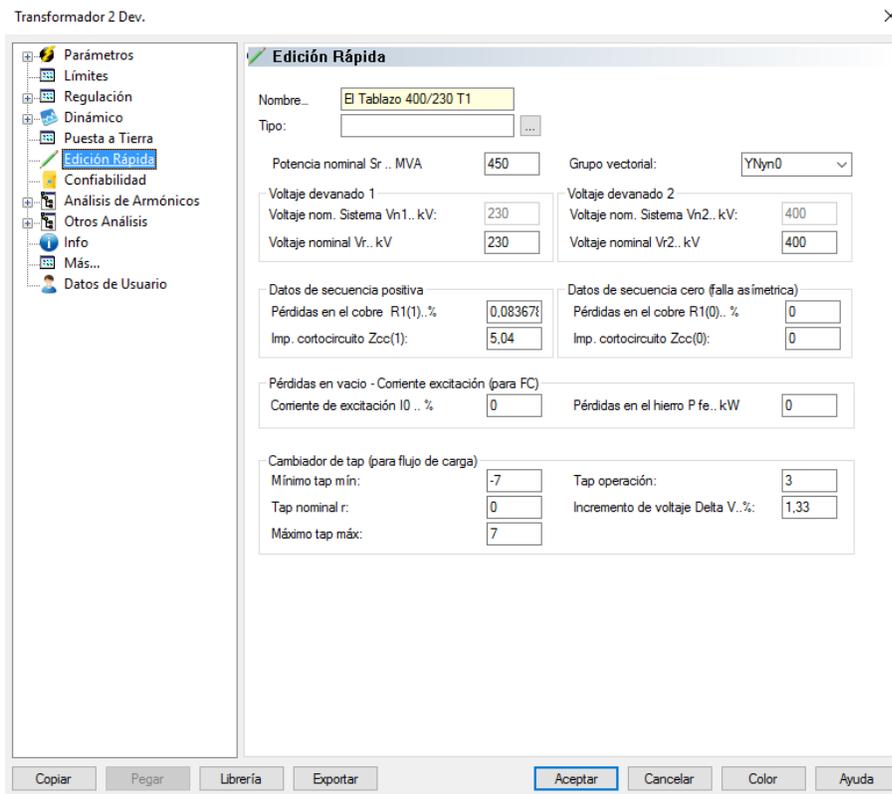
Los transformadores se ubican en el ítem “n Nodos/Terminales”, situado en la barra derecha. Se deben seleccionar y arrastrar al área de trabajo con la finalidad de editar sus parámetros para posteriormente conectarlo a un nodo en el lado de baja y a otro nodo en el lado de alta.



**Figura 3.3.1:** Parámetros del transformador 1 El Tablazo, 400/230 kV.

La ventana que se abre al insertar el transformador en el área de trabajo se aprecia en la figura 3.3.1. Se consideró como ejemplo el transformador 1 de la S/E el Tablazo, cuya relación de transformación es 400/230 kV y potencia nominal de 450MVA.

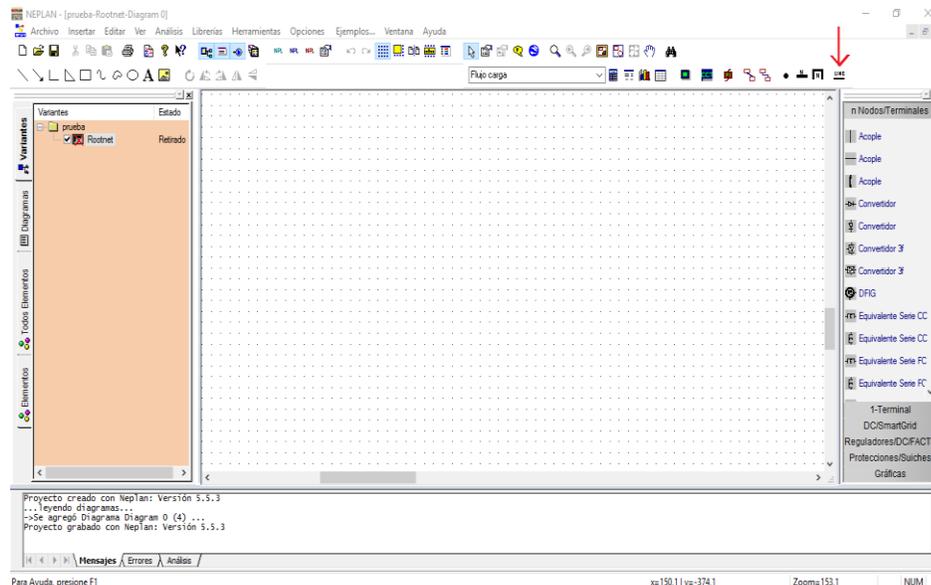
Para la inserción de los parámetros del transformador se selecciona la opción “Edición Rápida”, la cual da origen a la ventana que se aprecia en la figura 3.3.2. Se introducen algunos parámetros, tales como, Nombre, Potencia Nominal, Voltaje de los Devanados 1 y 2 (alta y baja, respectivamente), grupo vectorial, Impedancia de Cortocircuito, resistencia por las pérdidas en el cobre o parte real de la impedancia de cortocircuito y la información relacionada al cambiador de Tap (Tap mínimo, Tap nominal, Tap máximo, Tap de operación e incremento  $\Delta V\%$  por Tap).



**Figura 3.3.2:** Edición Rápida del transformador 1 El Tablazo, 400/230 kV.

### 3.3.4 Líneas de Transmisión

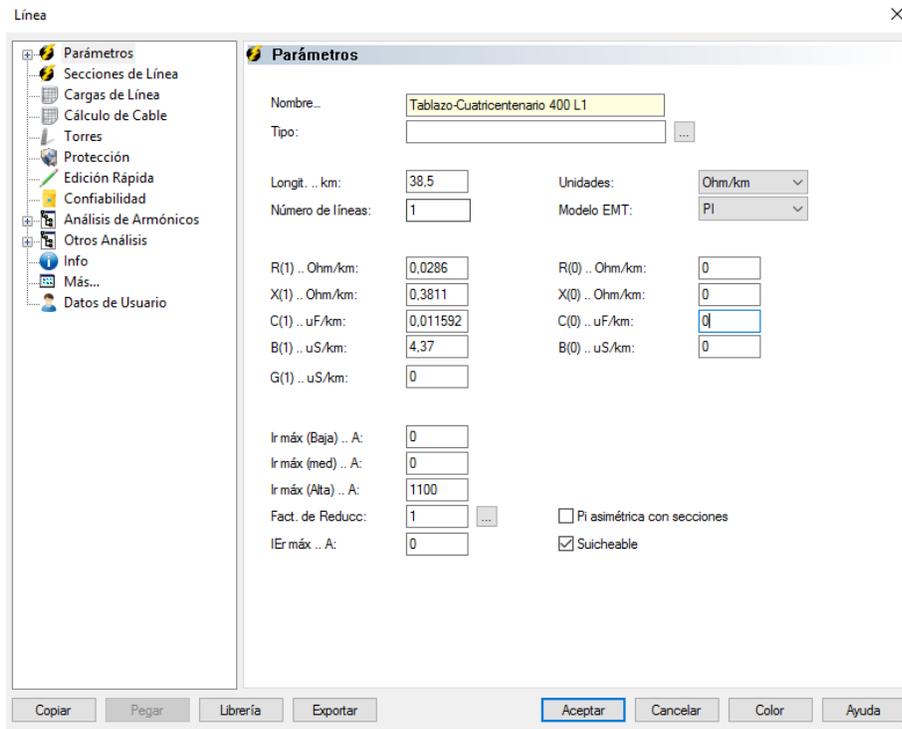
Semejante al caso del nodo o barra, se selecciona una función ubicada en la parte superior derecha del área de trabajo, con la diferencia de que se elige la de nombre “LINE”, que tiene una línea delgada debajo. En la figura 3.4.1 se aprecia la ubicación de dicha función y en la figura 3.4.2 se aprecia la ventana que aparece al emplearla para unir dos barras o nodos. Esto corresponde a la línea que transmisión que interconecta a dos subestaciones.



**Figura 3.4.1:** Ubicación de la Función “Insertar Línea” en el ambiente NEPLAN.

Se empleó como ejemplo la Línea uno (1) de Tablazo-Cuatricentenario, cuyo nivel de tensión es 400kV. En la figura 3.4.2 se aprecian el conjunto de parámetros que solicita el Software para la modelación de esta línea de transmisión. Sin embargo, sólo es necesario introducir datos relacionados al flujo de carga y la capacidad de corriente, los cuales permiten el estudio de estabilidad de tensión. Dicho de otro modo, los parámetros de la segunda columna, que están asociado a la modelación de secuencia cero (0) de la línea, no afecta a los cálculos de flujo de carga ni al estudio

de estabilidad de tensión a través de análisis modal. Los datos introducidos están relacionados a los siguientes parámetros:



**Figura 3.4.2:** Ventana Parámetros de la Línea Tablazo-Cuatricentenario 400 L1.

- Nombre; las subestaciones que interconecta.
- Longitud de la línea, corresponde a cuanto mide la línea, expresado en [km].
- Número de líneas; corresponde a la cantidad de líneas en paralelo.
- R(1) y X(1); corresponden a la resistencia y reactancia de la impedancia serie de un modelo pi de una línea de transmisión, ambos expresados en [Ohm/km].
- C(1) y B(1) y G(1); corresponden a la capacitancia, susceptancia y conductancia vinculados a la admitancia paralelo de un modelo pi de

una línea de transmisión, expresados en [uF/km] y [uS/km] respectivamente.

- Ir máx (alta); corresponde a la capacidad de corriente de la línea de transmisión, expresada en [A]

### 3.3.5 Cargas

Se emplea el ítem “Carga”, que es un componente “1-Terminal”, ubicado en la columna derecha del área de trabajo. Se muestra como ejemplo la carga de la subestación Las Morochas, en su nivel de 230 kV. En la figura 3.5.1 se aprecia la ventana que se despliega al colocar la carga en el sistema.

The screenshot shows the 'Carga' window with the following configuration details:

Parameter	Value
Nombre	Las morochas:Sector Petrolero y Buena Vista 230
Tipo	
Tipo de FC	PQ
Unidades	HV
S .. MVA	224,125
P .. MW	169,91
Q .. Mvar	146,16
I .. kA	0,563
cos(phi)	0,758
E .. MWh	0
Fact. Velander 1	0
Fact. Velander 2	0

Valores escalados	
S oper .. MVA	224,125
P oper .. MW	169,91
Q oper .. Mvar	146,16
I oper .. kA	0,563
cos(phi) oper	0,758
Fact. de escal. efect. para P	1
Fact. de escal. efect. para Q	1

**Figura 3.5.1:** Ventana Análisis de FC de la carga en Las Morochas 230kV.

En primer lugar, es necesario darle nombre al elemento y definir el “tipo de FC”, que habilita los parámetros que se pueden editar de este elemento. Debido a que se está trabajando con una carga y se conocen los parámetros de potencia activa y reactiva, se selecciona PQ. Seguidamente, en “Unidades” se selecciona HV, que corresponde a las unidades de potencia de la carga, es decir, MVA, MW y Mvar.

Por último, se colocan las magnitudes de potencia activa P y potencia reactiva Q de la carga, en [MW] y [Mvar] respectivamente. La potencia aparente S, y la corriente I son parámetros dependientes tanto de P y Q de la carga como de la tensión de la barra en la que se conecta la carga, en este caso, 230 kV.

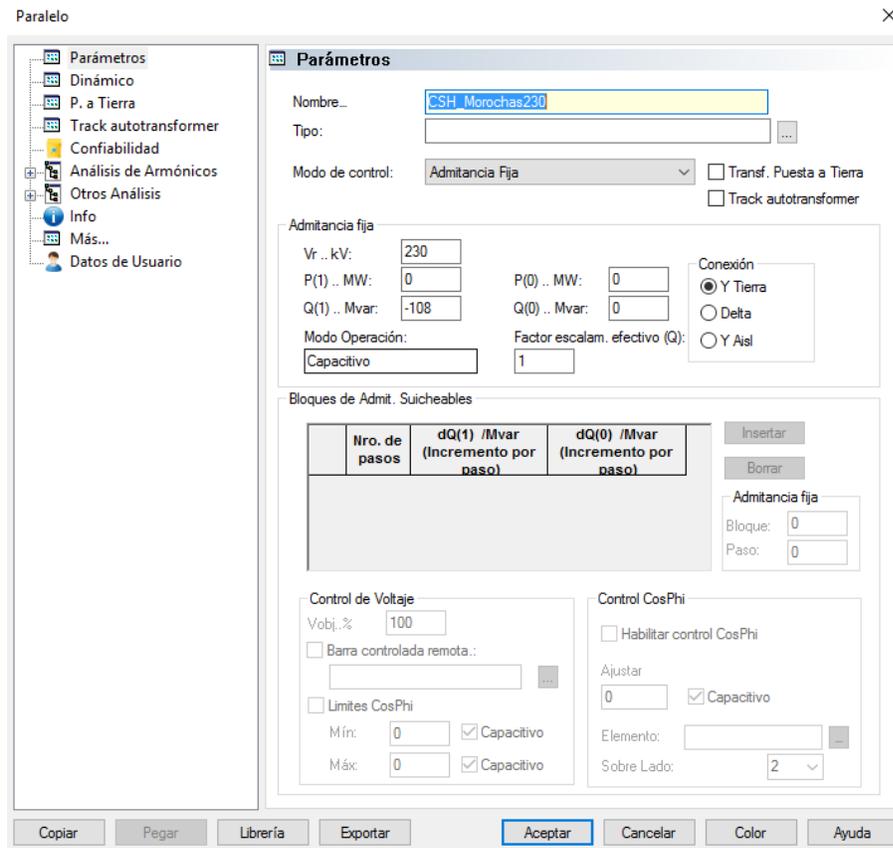
Es de hacer notar que las cargas en las subestaciones se consideraron como la suma de todas las cargas de esa barra. En este ejemplo la carga está integrada por el Sector Petrolero y Buena Vista, que son subestaciones a 230 kV que absorben potencia activa de la S/E Las Morochas, las cuales están fuera de la delimitación del estudio.

### **3.3.6 Compensación en Derivación.**

La compensación en paralelo se aborda a través del ítem “Paralelo” Ubicada en la pestaña “1-Terminal” de la barra lateral derecha. Se puede seleccionar la figura de un inductor o un capacitor, dependiendo del tipo de compensación que exista en la subestación.

Al colocar la compensación seleccionada en el área de trabajo, se abre la ventana de la figura 3.6.1, lo que permite introducir los parámetros de interés del elemento, es decir, la tensión nominal  $V_r$  expresada en kV y la potencia reactiva, expresada en Mvar. Es de hacer notar que el signo de la potencia reactiva es lo que define si la compensación es capacitiva o inductiva; si el valor es negativo, la compensación es capacitiva, en caso contrario, la compensación es inductiva.

El ejemplo considerado para este caso es la compensación shunt capacitiva de la S/E las Morochas, en su nivel de tensión 230kV y potencia nominal de 108 Mvar. Se aprecia en la figura 3.6.1 que el signo de la potencia  $Q(1)$  determina el modo de operación del elemento. En este caso, por ser una compensación capacitiva, la potencia reactiva debe ser negativa. El comportamiento del elemento se puede corroborar mediante el ítem “Modo de Operación” de la misma ventana.



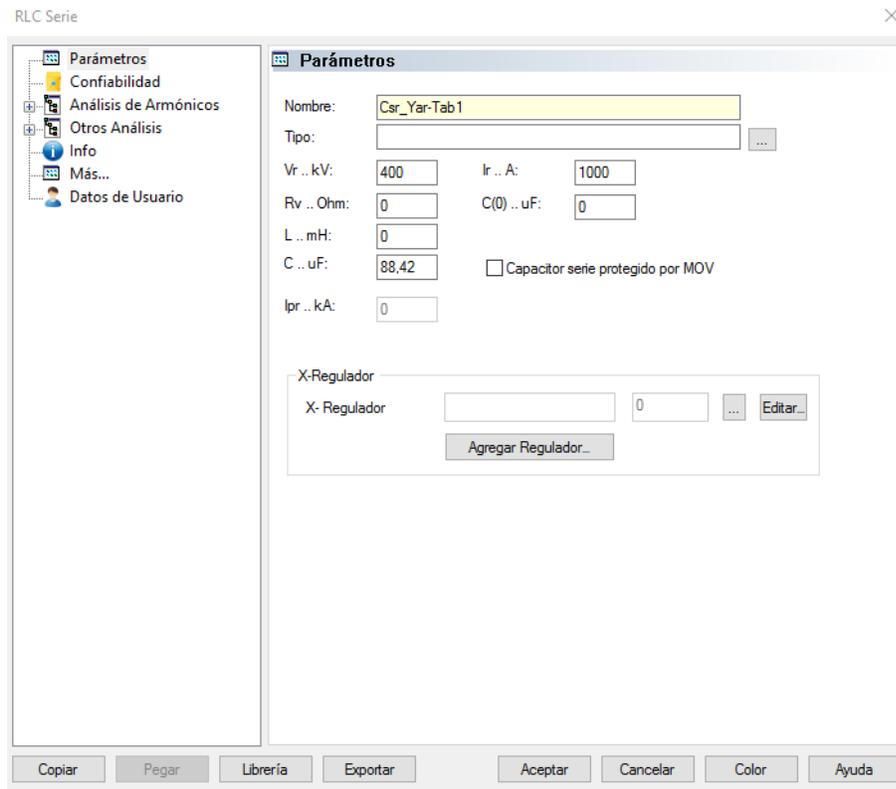
**Figura 3.6.1:** Parámetros de la compensación shunt capacitiva de la S/E Las Morochas 230kV.

### 3.3.7 Compensación en Serie

Para la introducción de los parámetros de la compensación capacitiva serie, se selecciona el elemento “RLC Serie” de la barra lateral derecha, ubicada en “n

Nodos/Terminales”. Como ejemplo se emplea la compensación serie de la línea 1 Yaracuy-Tablazo en su nivel de 400 kV, la cual se aprecia en la figura 3.7.1.

Los parámetros necesarios para la modelación de la compensación serie son la tensión nominal  $V_r$ , expresada en kilovoltios (kV); el valor de la capacitancia, expresada en microfaradio (uF); y la corriente nominal  $I_r$ , expresada en Amperes (A).



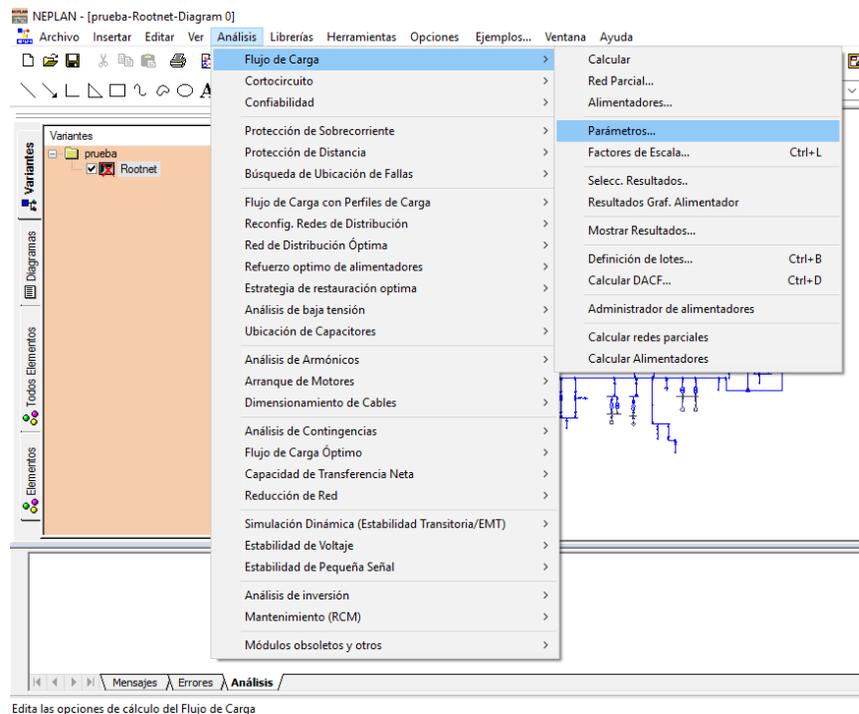
**Figura 3.7.1** Parámetros de compensación serie de la línea 1 Yaracuy-Tablazo.

### 3.4 Análisis de Flujo de Carga en Ambiente Neplan

El flujo de carga es necesario para verificar si están conectados los elementos de forma correcta, apreciar se existen errores en las variables debido a los parámetros de los elementos introducidos y para obtener la matriz Jacobiana después

de cierta tolerancia. A continuación se muestra los pasos necesarios para realizar un flujo de carga en el software NEPLAN, mediante figuras y explicaciones.

Una vez colocado el diagrama unifilar, con sus respectivos parámetros, del sistema eléctrico de potencia bajo estudio en el área de trabajo y antes de realizar el cálculo de flujo de carga del sistema de potencia es necesario configurar las opciones de dicho cálculo. En la figura 3.4.1 se aprecia cómo acceder a la ventana “Parámetros” del flujo de carga; que es hacer click en la pestaña análisis de la barra superior, luego ubicar el puntero en Flujo de carga y finalmente clickear la opción Parámetros. La ventana que se abre al realizar este procedimiento se puede observar en la figura 3.4.2.

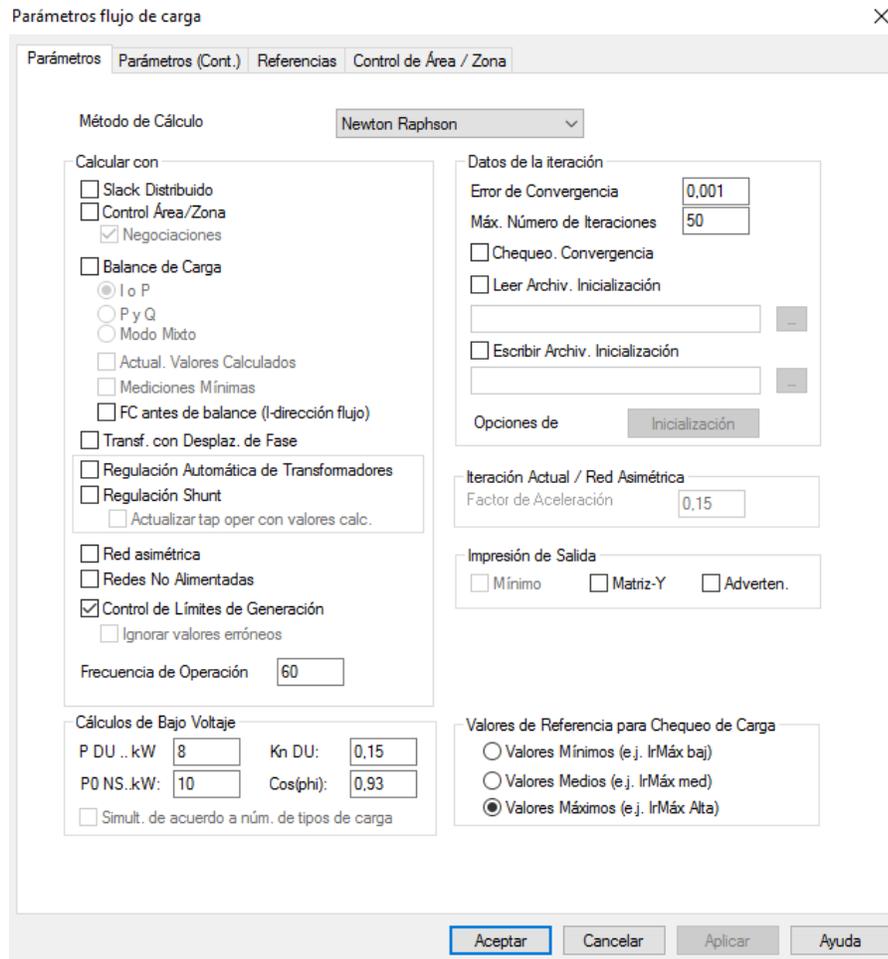


**Figura 3.8.1:** Ubicación de la ventana Parámetros del Flujo de Carga.

Entre las opciones modificadas que se aprecian en la figura 3.4.2, cabe mencionar el “Método de Cálculo”, el cual es el método convencional Newton

Raphson; también se deshabilitan las opciones “Regulación Automática de Transformadores” y “Regulación Shunt”; ya que para este estudio no se deben alterar los Taps de los transformadores ni modificar las compensaciones dispuestas en paralelo.

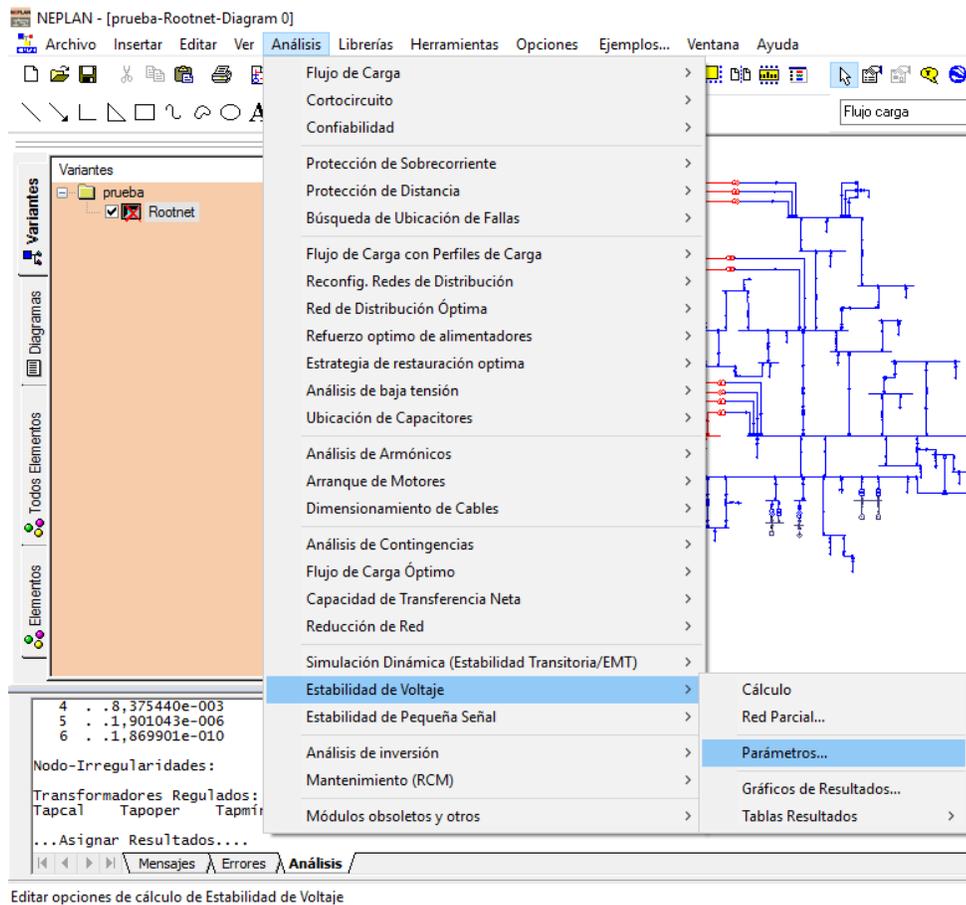
Al culminar la configuración, se procede a hacer click en “Calcular”, ubicada en la misma ventana desplegable que “Parámetros” de flujo de carga. En la figura 3.4.1 se aprecia que se encuentra de primero.



**Figura 3.8.2:** Ventana Parámetros flujo de carga.

### 3.5 Estabilidad por Análisis Modal en Ambiente Neplan

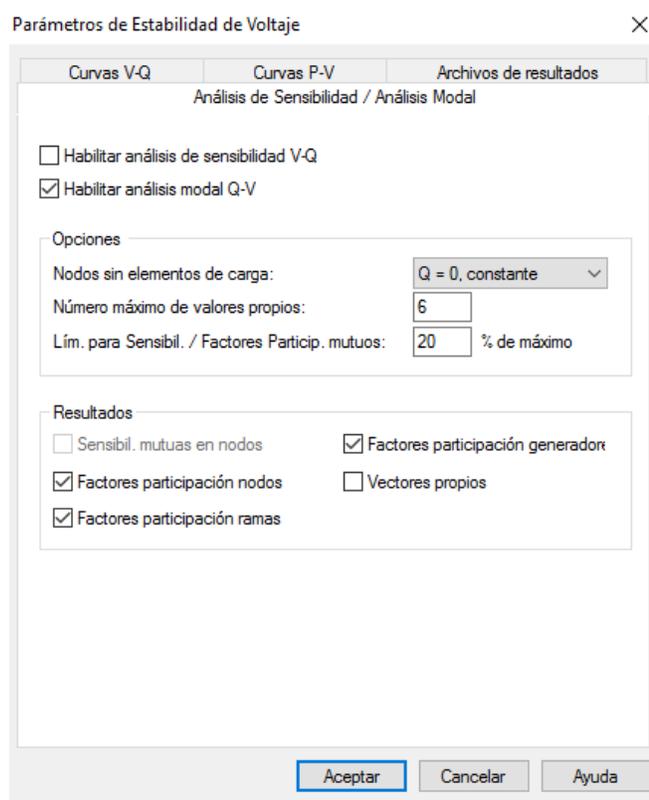
Semejante al procedimiento para el cálculo de flujo de carga, es necesario editar las opciones de cálculo, en este caso, de estabilidad de voltaje. En la figura 3.5.1 se aprecia cómo acceder a la ventana Parámetros de estabilidad de voltaje y en la figura 3.5.2 se aprecia dicha ventana.



**Figura 3.9.1:** Ubicación de la ventana Parámetros de Estabilidad de Voltaje.

Para acceder a la ventana basta con hacer click en la pestaña “Análisis”, ubicada en la barra superior del área de trabajo, luego ubicar “Estabilidad de Voltaje” y posteriormente clicar “Parámetros”.

Es de hacer notar que el método empleado para el estudio de estabilidad de tensión es Análisis Modal, por ello, debe habilitarse la opción “Habilitar análisis modal Q-V”, tal como se aprecia en la figura 3.5.2. De igual manera, se activan las opciones “Factores participación nodos”, “Factores participación ramas” y “Factores participación generadores” del área de resultado de esta misma ventana (zona inferior); estas opciones permiten la visualización de los resultados de interés.



**Figura 3.9.2:** Ventana Parámetros de Estabilidad de Voltaje.

Luego de tener el sistema bajo estudio en el área de trabajo, y de configurar apropiadamente los parámetros para el flujo de carga y estabilidad de voltaje se procede al cálculo de condiciones iniciales, donde se ejecuta un flujo de cargas utilizando el método iterativo de Newton – Raphson, hasta encontrar la convergencia del método, según el error asumido para éste.

Posteriormente, se procede a aplicar la técnica de análisis modal para inferir acerca de las áreas o zonas propensas a que ocurra una inestabilidad de voltaje (nodos débiles). Esto se realizó para tres escenarios: Caso Base, Caso Máxima Demanda, punto de máxima Cargabilidad y caso de estudio de una perturbación de gran magnitud en el SEN. Al hacer click en “cálculo” en Estabilidad de Voltaje se tendrá disponible información relacionada con el mecanismo a través del cual se producen los fenómenos de inestabilidad de voltaje en cuanto:

- Relación V-Q.
- Técnica del análisis modal.
- Significado del signo y magnitud de los autovalores.
- Factores de participación por barras y líneas de transmisión (ramas).

Para el caso máxima cargabilidad se procedió a perturbar las áreas o zonas de carga propensas a la inestabilidad, haciendo variaciones leves en la carga hasta llevar el sistema a un punto en el cual es inestable, a factor de potencia constante. Para cada variación en la carga, se calcula la respectiva descomposición en valores singulares, de la cual se captura el mínimo valor singular, el cual brinda información aproximada acerca de la distancia a la inestabilidad de voltaje. La Western Electricity Coordinating Council (WECC) – NERC recomienda variaciones de potencia de 5% a factor de potencia constante [23].

Finalmente, luego de la aplicación de estas técnicas, se tienen una serie de resultados numéricos, para cada escenario de demanda, como: valores propios, vectores propios derecho e izquierdo, factores de participación, valores singulares, vectores singulares derecho e izquierdo, variaciones nodales de potencia activa y reactiva, variaciones nodales en las magnitudes de voltaje, entre otros. Los cuales disponen de información necesaria y suficiente con la cual se puede describir y analizar el fenómeno físico de la estabilidad.

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

#### 4.1 Caso Base

Este caso se diferencia por que el sistema de la región Occidente del Sistema Eléctrico Nacional se encuentra en un estado operativo que equilibra las características de generación y carga cuando el mismo presenta una demanda equivalente a la que el sistema tendría desde las 12 hasta la 1 am. Las características de este caso de estudio, que se consiguió empleando los datos del caso base disponible de DigSILENT, se presentan en el cuadro 4.1.1. Es de hacer notar que la importación Yaracuy es la suma de 851 MW proveniente de Yaracuy en el nivel de 400kV y 155 MW proveniente de Yaracuy en 230 kV. Equivalentemente, la exportación Sur-Occidente es la suma de 78 MW y 81 MW hacia Buena Vista (230 kV) y Valera II (115 kV) respectivamente.

**Tabla 4.1.1:** Características del Caso Base.

Caso de Estudio	Generación [MW]	Demanda [MW]	Importación Yaracuy [MW]	Exportación Sur-Occidente [MW]
Caso Base	-901	1713	-1006	159

La carga está compuesta por la suma de los intercambios de potencia con las redes de 138kV, 34,5 kV y 13,8 kV, que consumen potencia del sistema. Es de hacer notar que la demanda considerada pertenece integración de costa oriental y costa occidental de la Región Occidente en sus niveles de 115kV, 230kV y una porción del nivel de 138kV. Esta demanda seccionada para el nivel de 138kV se debe a que es necesario tener en cuenta que parte de la demanda es satisfecha por la generación existente en ese nivel de tensión (945 MW).

Los resultados del flujo de carga del Caso Base se observan en los cuadros 4.1.2, 4.1.3 y 4.1.4, lo que permite observar el punto de operación y estado operativo del sistema. Debido a la gran cantidad de barras existentes, en el cuadro 4.1.2, que muestra las tensiones y ángulos más críticas del sistema, solo se tabulan las tres barras con mayor y menor voltaje por cada nivel de tensión. Por el mismo motivo, los resultados de la tabla 4.1.3 son las 3 líneas más cargadas por cada nivel de tensión. Sea precia la escala gris que significa un nivel de tensión para cada tono; el más oscuro corresponde al nivel de 400kV, el claro al de 230kV y el blanco al de 115kV.

**Tabla 4.1.2:** Tensiones y ángulos en barras críticas Caso Base.

Nombre	V[%]	V[°]
Yaracuy 400	106,2	0
Cuatricentenario 400	105,16	-9,2
El Tablazo 400	105,1	-8,8
Punta Palma 230 A	108,12	-10,2
Punta Palma 230 B	108,12	-10,2
Tablazo 230	107,91	-10,2
Peonías 230 A	106,78	-10,2
Peonías 230 B	106,77	-10,2
Palito Blanco 230	102,74	-8,2
El Rincón 230	102,64	-8,7
Las Morochas 230	101,67	-15,1
El Tablazo 115	105,18	-11,8
Las Morochas 115	104,62	-17,1
Sizuca 115	104,31	-17,4
Centro 115	101,5	-18,9
19 de Abril 115	101,32	-18,7
Valera II 115	100,11	-23,6

La magnitud de tensión que tiene Yaracuy 400 en la tabla 4.1.2 se debe a que así opera el sistema con la finalidad de mejorar el perfil de tensiones aguas abajo, tal como se puede apreciar en las magnitudes más bajas del nivel de 115 kV, que no bajan de 1 pu para este caso. Por otra parte se destaca las tensiones en Punta Palma, Tablazo y Peonías en 230kV, ya que las mismas están por encima de 1,05 pu debido a que estas tres S/E están interconectadas mediante cables sublacustres que, para este

caso, poseen poca transmisión de potencia activa, provocando aportes de reactivos a la red. Por esta misma razón, las líneas que involucran a la Peonías 1 y 2 en 230 kV poseen un porcentaje de carga considerable, tal como se aprecia en la tabla 4.1.3.

**Tabla 4.1.3:** Líneas con mayor cargabilidad Caso Base.

Nombre elemento	Carga [%]	Pérd [MW]	Pérd[Mvar]
Yaracuy-Tablazo L2	27,78	4,1334	-182,6684
Yaracuy-Tablazo L1	27,42	4,0363	-187,5097
Yaracuy - Tablazo L3	22,67	4,7566	-170,4604
Cable Punta Palma-Peonías 2	61,41	0,0302	-236,1668
Cable Punta Palma-Peonías 1	61,36	0,0301	-236,1879
Cuatricentenario-Palito BLanco	60	1,2665	6,5006
Tablazo-Cabimas 230 A	50,79	0,5362	1,8326
Peonías-Cuatricentenario L2	48,16	0,4104	1,3052
Peonías-Cuatricentenario L1	48,12	0,4115	1,3033
Barlovento-Cabimas A	57,63	0,3415	1,8569
Cabimas- 19 de Abril B	55,71	0,4833	2,7279
Las Morochas-FederaciónB	50,5	0,1205	0,1084
S.Lorenzo-Valera115 L1 A	46,09	0,3625	0,218

En el cuadro 4.1.4 se observa la configuración de la generación del caso base, donde se puede apreciar que el total se refleja en el cuadro 4.1.1.

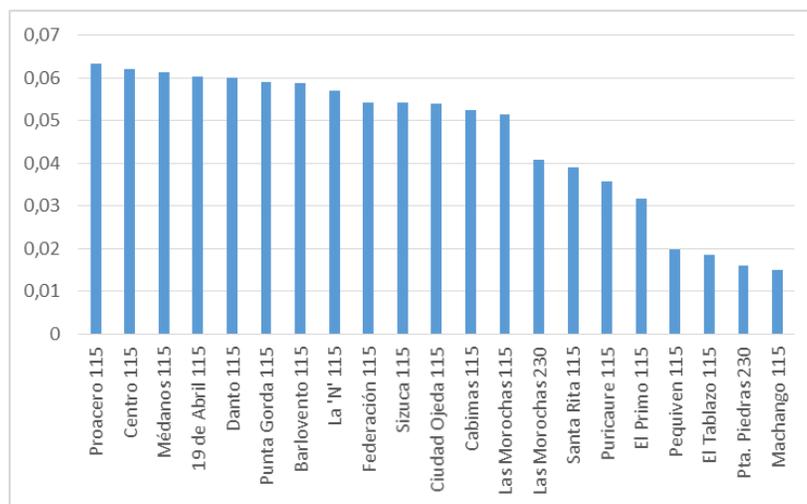
**Tabla 4.1.4:** Generación del Caso Base.

Nombre del Elemento	P[MW]	Q[Mvar]
Barcaza San lorenzo	-80	7,087
San Lorenzo 1	-17	9,452
San Lorenzo 2	-17	9,452
San Timoteo	-80	19,174
TZCC2_04	-130	-22,29
TZCC2_05	-130	-22,29
TZCC3_07	-160	-7,961
TZCC3_08	-160	-7,961
TZ_IV_10	-62	19,652
TZ_IV_11	-65	19,652
<b>Total</b>	<b>-901</b>	<b>23,967</b>

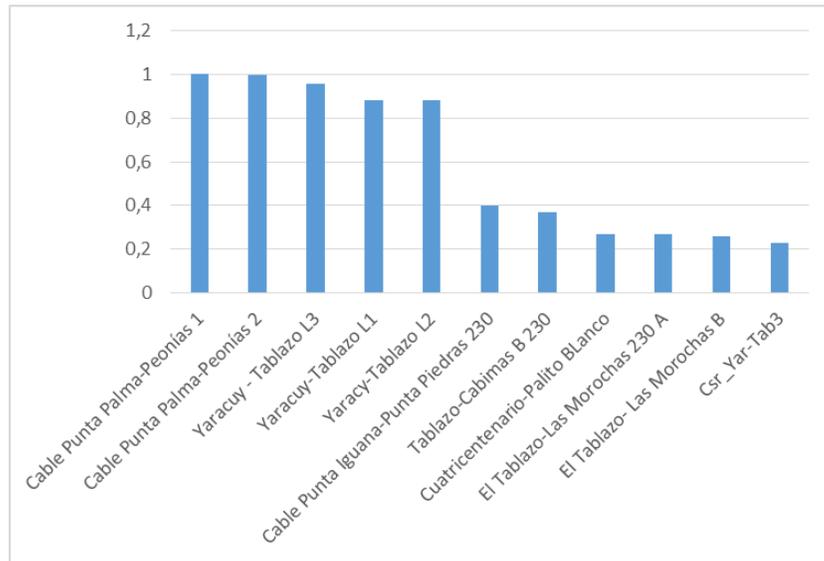
Los 6 autovalores de menor magnitud de la Matriz Jacobiana reducida del caso Base están tabulados en el cuadro 4.1.5. Se aprecia que son de magnitud positiva, es decir, el sistema es estable. Sin embargo, es conveniente apreciar que áreas son más propensas a la inestabilidad de tensión. Para esto, en las figuras 4.1.6, 4.1.7 y 4.1.8 se muestran los factores de participación de barras, ramas y generadores respectivamente para el autovalor más pequeño del cuadro 4.1.5, debido a que refleja las áreas y ramas más susceptibles ante la inestabilidad de tensión, es decir, más posibilidades de ocurrencia del fenómeno. Es de hacer notar que las figuras del caso Base se muestran para comparar con los demás casos.

**Tabla 4.1.5:** Valores Propios del Caso Base.

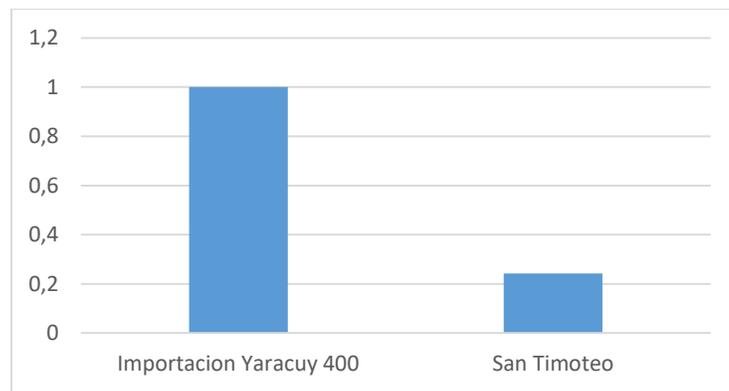
#	Valor Propio [Mvar / %]
1	1,321545
2	1,981068
3	4,756165
4	9,027456
5	11,473308
6	11,951717



**Figura 4.1.1:** Factores de participación de nodos del autovalor más bajo CB.



**Figura 4.1.2:** Factores de participación de ramas del autovalor más bajo CB.



**Figura 4.1.3:** Factores de participación de generadores del autovalor más bajo CB.

## 4.2 Caso Máxima Demanda Histórica para el año 2013

Como se mencionó en el Marco Teórico, la máxima demanda coincidente para el año 2013 del territorio nacional no es la máxima demanda registrada para ese año en la región Occidente, teniéndose para este último un total de 3015 MW. Este caso considera dicha demanda ya que es el peor caso registrado hasta el momento para el año 2013.

Debido a que el Sistema de la Región Occidente está integrado adicionalmente por un nivel de tensión distinto en transmisión a los considerados en el presente Trabajo de Grado, se hace necesario considerar una demanda seccionada, ya que parte de la misma es servida por la generación que llega al nivel de 138kV a través de sus respectivos transformadores.

Es posible conseguir la demanda para los niveles de 115, 230 y 400 kV mediante la diferencia entre la demanda total y la generación que llega a la red de 138kV. Para el Caso Base disponible en DigSilent, se contabilizó una generación total de 945MW que llega a la red de 138kV. Esto trae como consecuencia que se considere una demanda de 2055MW para el conjunto de tensiones de 115 kV, 230 kV y 400 kV.

**Tabla 4.2.1:** Características del Caso Máxima Demanda Histórica

Caso de Estudio	Generación [MW]	Demanda [MW]	Importación Yaracuy [MW]	Exportación Sur-Occidente [MW]
MDRO-2013	-901	2055	-1402	189

En la tabla 4.2.1 se puede apreciar que existe un aumento en la demanda de 343 MW y en la exportación de 31 MW respecto al Caso Base, provocando que la importación sea modificada a 1402 MW para que exista el equilibrio entre Generación + Importación y Demanda + Exportación junto con las pérdidas.

Cabe señalar que las cargas y las exportaciones son incrementadas mediante factores de escalas iguales hasta conseguir el escenario deseado de demanda. También que las exportaciones no tendrán un valor mayor a lo establecido previamente.

**Tabla 4.2.2:** Tensiones y ángulos en barras críticas Caso Máxima Demanda Histórica.

Nombre	V[%]	V[°]
Yaracuy 400	106,2	0
El Tablazo 400	100,37	-12,5
Cuatricentenario 400	100,36	-13,1
Punta Palma 230 A	102,76	-14,6
Punta Palma 230 B	102,76	-14,6
Tablazo 230	102,37	-14,3
Peonías 230 A	101,75	-14,8
Peonías 230 B	101,75	-14,8
Trinidad 230	99,04	-15,7
Cabimas 230	95,97	-20,3
Las Morochas 230	93,74	-20,8
San Timoteo 115	102,01	-25,5
San Lorenzo 115	101,84	-25,8
Machango 115	99,32	-28,8
Médanos 115	93,76	-26,2
Centro 115	93,51	-26,4
19 de Abril 115	93,28	-26,1

En consecuencia de la robustez de la barra Yaracuy 400, por la energía que recibe proviene de la red troncal y aportes de plantas importantes, su tensión no sufrió cambios ante el aumento de la demanda. También se aprecia que el sistema presenta tensiones entre el 5% y 10% del nominal, por lo que se encuentra en un estado operativo de alerta. Equivalentemente, se observa que el estrés provocado al sistema aumentó la cargabilidad de las líneas y la exigencia de reactivos a los generadores en las tablas 4.2.3 y 4.2.4 respectivamente.

**Tabla 4.2.3:** Líneas con mayor cargabilidad Caso Máxima Demanda Histórica.

Nombre elemento	Carga [%]	Pérd [MW]	Pérd[Mvar]
Yaracy-Tablazo L2	38,99	8,4842	-113,6631
Yaracuy-Tablazo L1	38,39	8,2861	-119,6922
Yaracuy - Tablazo L3	32,08	9,7631	-89,4592
Tablazo-Cabimas 230 A	66,08	0,901	5,0834
El Tablazo- Las Morochas B	56,93	1,7994	11,0931
Tablazo-Cabimas B 230	53,71	3,3593	19,7331
Barlovento-Cabimas A	75,03	0,5788	3,3133
Cabimas- 19 de Abril B	72,58	0,8206	4,8741
Las Morochas-FederaciónB	65,63	0,2035	0,2851

**Tabla 4.2.4:** Generación del caso Máxima Demanda Histórica

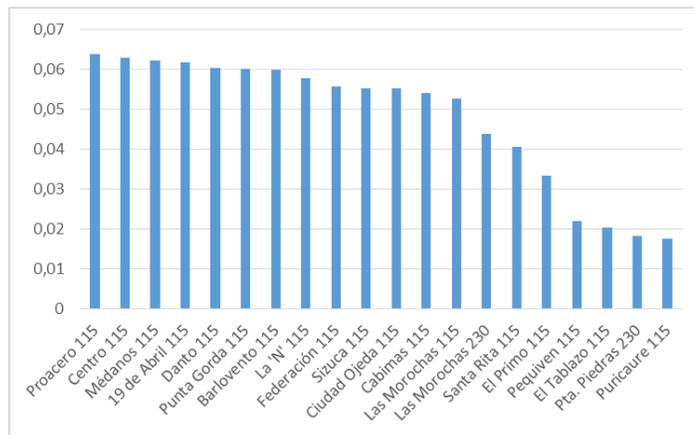
Nombre del Elemento	P[MW]	Q[Mvar]
Barcaza San lorenzo	-80	-14,169
San Lorenzo 1	-17	3,985
San Lorenzo 2	-17	3,985
San Timoteo	-80	-22,077
TZCC2_04	-130	-54,575
TZCC2_05	-130	-54,575
TZCC3_07	-160	-39,985
TZCC3_08	-160	-39,985
TZ_IV_10	-62	5,319
TZ_IV_11	-65	5,319
Total	-901	-206,758

En la tabla 4.2.5 se tabula los autovalores del caso máxima demanda histórica para el año 2013, donde se tiene que los mismos disminuyeron su magnitud en comparación con el caso base. Esto revela que el sistema se encuentra más cercano a la inestabilidad de voltaje ante el aumento de la demanda considerada para este caso. Por ello conviene mostrar los factores de participación del autovalor más bajo en las figuras 4.2.1, 4.2.2 y 4.2.3 para hallar áreas susceptibles a la inestabilidad de tensión.

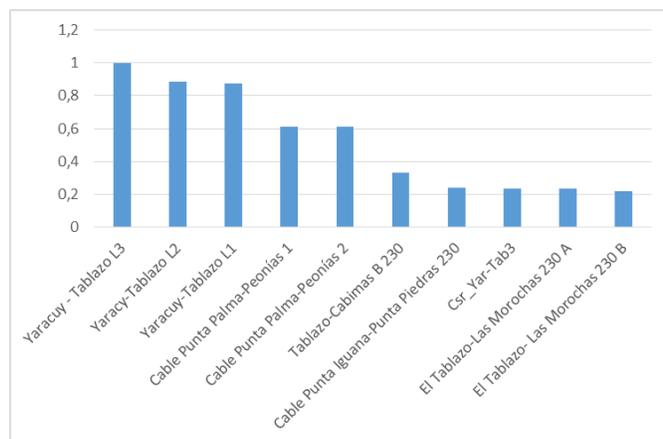
A pesar que el autovalor de menor magnitud es más bajo en comparación con el Caso Base, la operación del sistema es posible ya que se encuentra en un punto de equilibrio que satisface la demanda sin incumplir restricciones operacionales de tensión.

**Tabla 4.2.5:** Autovalores del caso Máxima Demanda Histórica.

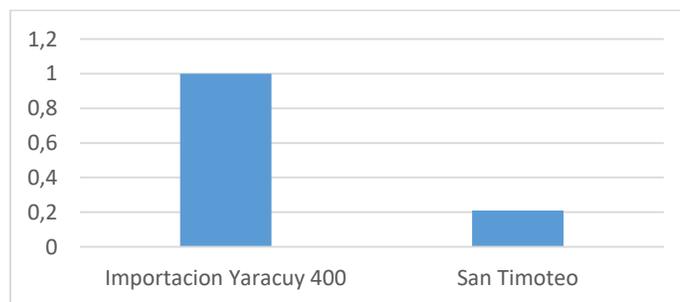
#	Valor Propio [Mvar / %]
1	1,043014
2	1,899529
3	4,484818
4	8,285831
5	10,469945
6	11,586762



**Figura 4.2.1:** Factores de participación de nodos del autovalor más bajo CMDH.



**Figura 4.2.2:** Factores de participación de ramas del autovalor más bajo CMDH.



**Figura 4.2.3:** Factores de participación de generadores del autovalor más bajo CMDH.

Los factores de participación de barras muestran que, al igual que el Caso Base, la zona débil ante el aumento de la demanda son principalmente las barras en el nivel de 115kV y dos barras de 230kV. Por otra parte, las magnitudes de los factores de participación de barra son bajos y numerosos en ambos casos, mostrando que es necesario inyectar reactivos en esa área para estabilizar más ese modo.

En cuanto al factor de participación de ramas, se observa que se repite el mismo patrón respecto al Caso Base; las tres líneas en 400kV de Yracuy-Tablazo y los dos cables sublacustres de Punta Palma-Peonías 230kV poseen los factores de participación más alto. Sin embargo, se aprecia que los cables son un enlace menos débil o menos cargado para ese modo en comparación con el Caso Base. Esto concuerda con los datos de la tabla 4.2.3, donde se aprecia que los cables poseen una carga menor al 53% ya que no está dentro de las 3 líneas más cargadas en 230 kV.

Por último, del factor de participación de generadores se observa que el punto de intercambio con el SEN en la barra de Yracuy 400kV es el que suministra la mayor cantidad de potencia reactiva ante un incremento en la demanda del sistema regional de Occidente. Se destaca el hecho que el factor de participación de San Timoteo disminuyó respecto al Caso Base, dando a entender que a medida que aumenta la demanda bajará su factor de participación porque no tendrá reactivos suficiente que ofrecer al sistema si se le compara con la importación de Yracuy en 400kV.

### **4.3 Máxima Cargabilidad (MC).**

El presente caso se diferencia porque ante un eventual aumento en la demanda, el sistema se encontraría en un estado operativo de emergencia, ya que se violarían restricciones que conlleva a puntos de operación no viables. La demanda que marca este límite para el caso de estudio está tabulado en la tabla 4.3.1. De igual

manera se aprecia que la importación es la suma de 1210 MW y de 280 MW provenientes de las S/E Yaracuy 400 kV y Yaracuy 230 kV respectivamente.

**Tabla 4.3.1:** Características del Caso Máxima Cargabilidad

Caso de Estudio	Generación [MW]	Demanda [MW]	Importación Yaracuy [MW]	Exportación Sur-Occidente [MW]
MC	-901	2128	-1490	196

**Tabla 4.3.2:** Tensiones y ángulos en barras críticas caso Máxima Cargabilidad

Nombre	V[%]	V[°]
Yaracuy 400	105	0
Cuatricentenario 400	97,95	-14,2
El Tablazo 400	97,92	-13,4
Termozulia II 230	100,2	-12,5
Punta Palma 230 A	100,19	-15,7
Punta Palma 230 B	100,19	-15,7
Tablazo 230	99,7	-15,4
Peonías 230 A	99,35	-16
Pta. Piedras 230	96,24	-15,6
Cabimas 230	92,88	-21,8
Las Morochas 230	90,63	-22,2
San Timoteo 115	101,3	-28,5
San Lorenzo 115	101,04	-28,8
Machango 115	98,37	-32
Barlovento 115	90,76	-27,7
Médanos 115	90,53	-28,3
Centro 115	90,26	-28,6
19 de Abril 115	90,01	-28,2

Debido al aumento en la demanda, la carga en las líneas y la exigencia de reactivos a los generadores se ve. Por otra parte se observa en la tabla 4.3.5 que para este caso los autovalores disminuyeron aún más su magnitud, llegando a estar por debajo de la unidad el valor propio más bajo. Esto señala que el sistema no es robusto ante la inestabilidad de tensión y es necesario aplicar medidas que estabilicen el

modo asociado al autovalor. Sin embargo, cabe destacar que para el presente caso el sistema es estable porque los autovalores son positivos.

**Tabla 4.3.3:** Líneas con mayor cargabilidad en Máxima Cargabilidad

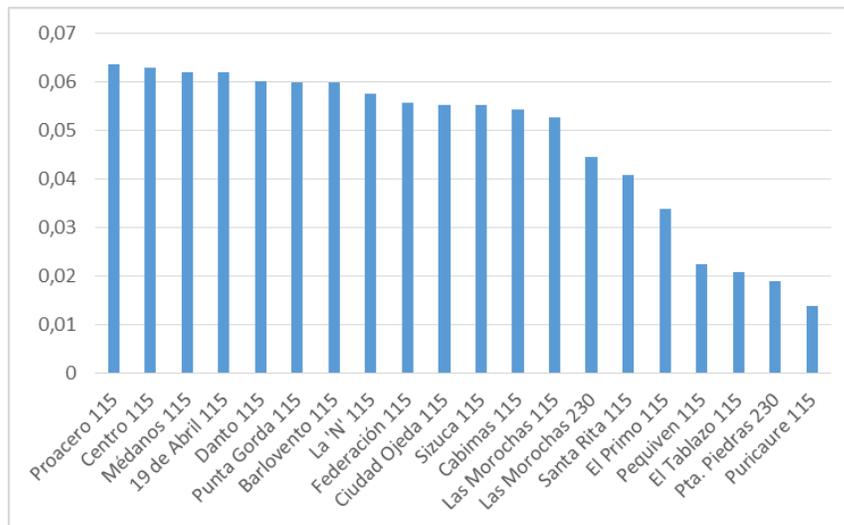
Nombre elemento	Carga [%]	Pérd [MW]	Pérd[Mvar]
Yaracy-Tablazo L2	41,44	9,6741	-89,8638
Yaracuy-Tablazo L1	40,79	9,4481	-96,1445
Yaracuy - Tablazo L3	34,14	11,1324	-62,4143
Tablazo-Cabimas 230 A	68,66	0,9726	5,7899
El Tablazo- Las Morochas B	58,34	1,8907	12,2196
Tablazo-Cabimas B 230	55,78	3,6248	22,3155
Barlovento-Cabimas A	80,5	0,6663	3,8506
Cabimas- 19 de Abril B	77,9	0,9452	5,6676
Las Morochas-FederaciónB	70,26	0,2332	0,3486

**Tabla 4.3.4:** Generación en Máxima Cargabilidad.

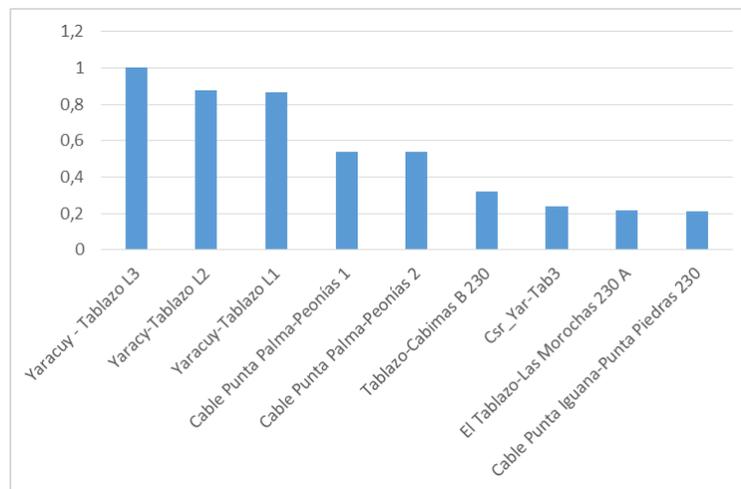
Nombre elemento	P[MW]	Q[Mvar]
Barcaza San lorenzo	-80	-21,912
San Lorenzo 1	-17	1,993
San Lorenzo 2	-17	1,993
San Timoteo	-80	-37,103
TZCC2_04	-130	-69,173
TZCC2_05	-130	-69,173
TZCC3_07	-160	-54,466
TZCC3_08	-160	-54,466
TZ_IV_11	-65	-1,161
TZ_IV_10	-62	-1,161
<b>Total</b>	<b>-901</b>	<b>-304,629</b>

**Tabla 4.3.5:** Valores Propios del caso Máxima Cargabilidad.

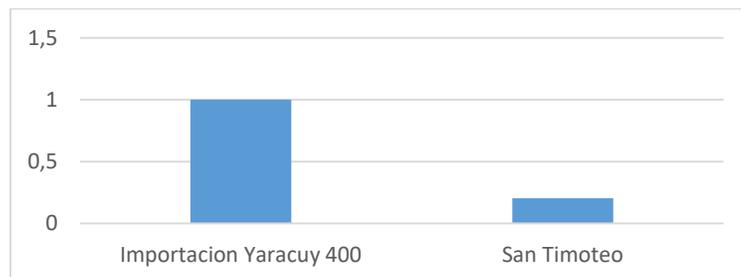
#	Valor Propio [Mvar / %]
1	0,942371
2	1,873688
3	4,397454
4	7,988114
5	10,063631
6	11,465012



**Figura 4.3.1:** Factores de Participación de Nodos del Caso MC



**Figura 4.3.2:** Factores de Participación de Ramas del Caso MC



**Figura 4.3.3:** Factores de Participación de Generadores del Caso MC

Semejante a los dos casos anteriores, se consigue que los factores de participación de barras está conformado principalmente por un conjunto de 18 barras de 115 kV con una magnitud muy pequeña. También se repite la tendencia del factor de participación de ramas; las que están más cargadas y consumen más reactivos son las tres líneas de Yaracuy-Tablazo en el nivel de 400 kV. Equivalentemente, el factor de participación de generadores muestra la relevancia de la importación Yaracuy 400 kV en comparación con San Timoteo ante el aumento de la demanda.

#### 4.4 Caso Límite de Estabilidad de Tensión (LET)

Las características del caso Límite de Estabilidad de Tensión están en la tabla 4.4.1, cuyo punto operativo se obtiene luego de aumentar la demanda a 2294 MW. Este caso tiene la particularidad de que si eventualmente se incrementa la demanda, el flujo de carga no converge, lo cual significa inestabilidad. Para cubrir esta demanda, se cuenta con una importación de 1722 MW, de los cuales 1300 MW provienen de Yaracuy 400kV.y 400 MW de Yaracuy 230kV.

**Tabla 4.4.1:** Características del Caso Limite Estabilidad de Tensión

Caso de Estudio	Generación [MW]	Demanda [MW]	Importación Yaracuy [MW]	Exportación Sur-Occidente [MW]
LET	-901	2294	-1722	211

Algunos de los resultados del flujo de carga se encuentran en las tablas 4.4.2, 4.4.3 y 4.4.4, los cuales indican que existen líneas sobrecargadas en el nivel de 115 kV y que la generación en Termozulia II no puede aportar más reactivos a la red, ya que han alcanzado su límite. Es importante señalar que el sistema no alcanzará este punto de operación ya que las protecciones actuarían para la cuidar los elementos que componen el sistema eléctrico y que la red presenta variaciones de tensión por encima del 10%, lo cual está por fuera de los límites impuestos en la IEC60038

**Tabla 4.4.2:** Tensiones y ángulos en barras críticas del caso LET.

Nombre	V[%]	V[°]
Yaracuy 400	102	0
El Tablazo 400	86,19	-16,7
Cuatricentenario 400	86,15	-17,9
Termozulia II 230	93,3	-17,5
Palito Blanco 230	89,76	-20,8
El Rincón 230	89,59	-21,8
Pta. Piedras 230	81,34	-19,6
Cabimas 230	76,25	-28
Las Morochas 230	73,51	-27,9
San Timoteo 115	97,56	-43,3
San Lorenzo 115	96,88	-43,5
Machango 115	93,72	-47,2
Médanos 115	73,07	-38,8
Centro 115	72,71	-39,3
19 de Abril 115	72,38	-38,7

**Tabla 4.4.3:** Líneas con mayor cargabilidad del caso LET

Nombre elemento	Carga [%]	Pérd [MW]	Pérd[Mvar]
Yaracy-Tablazo L2	53,02	15,8314	23,5055
Yaracuy-Tablazo L1	52,15	15,4629	15,7692
Yaracuy - Tablazo L3	43,77	18,2173	67,994
Tablazo-Cabimas 230 A	85,98	1,526	10,8703
El Tablazo- Las Morochas B	70,98	2,804	21,899
Cuatricentenario-Trinidad 230	60,75	0,8242	5,1428
Barlovento-Cabimas A	107,58	1,1901	7,0543
Cabimas- 19 de Abril B	104,31	1,6949	10,4213
Las Morochas-FederaciónB	92,88	0,4076	0,7149

Los 6 atovalores más bajos del Caso Limite Estabilidad de Tensión se encuentran en la tabla 4.4.5, de los cuales, el de menor magnitud es de 0,09 Mvar/%. Esto indica lo cercano que se encuentra el sistema de la inestabilidad de tensión cuando la demanda es de 2294 MW. Si se incrementase la demanda existiría un colapso en la tensión. Es de interés los factores de participación para dicho autovalor,

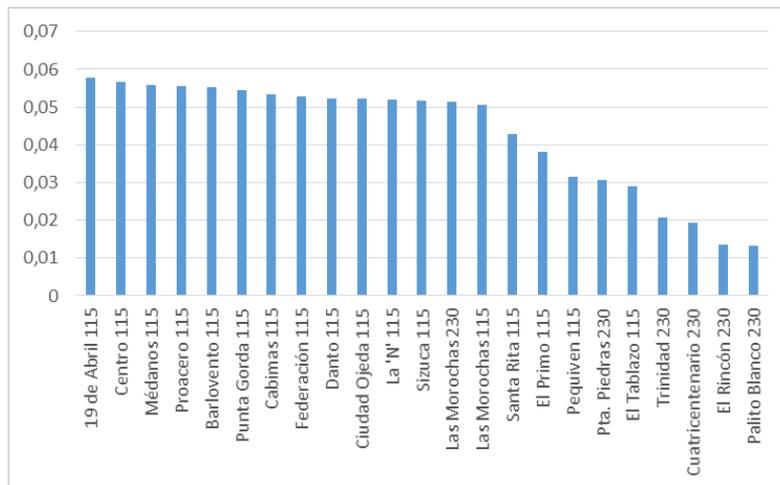
los cuales se encuentran en las figuras 4.4.1, 4.4.2 y 4.4.3, ya que ofrecen información valiosa del área más débil y las líneas que consumen más reactivos ante el aumento de la demanda y así poder generar recomendaciones.

**Tabla 4.4.4:** Generación del caso Límite de Estabilidad de Tensión.

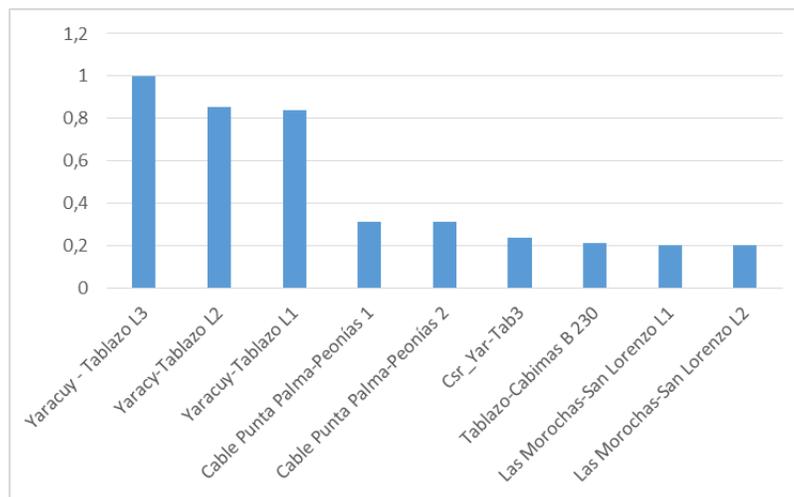
<b>Nombre elemento</b>	<b>P[MW]</b>	<b>Q[Mvar]</b>
Barcaza San lorenzo	-80	-62,1
San Lorenzo 1	-17	-8,343
San Lorenzo 2	-17	-8,343
San Timoteo	-80	-115,079
TZCC2_04	-130	-100
TZCC2_05	-130	-100
TZCC3_07	-160	-80
TZCC3_08	-160	-100
TZ_IV_10	-62	-53,153
TZ_IV_11	-65	-53,153
<b>Total</b>	<b>-901</b>	<b>-680,171</b>

**Tabla 4.4.5:** Autovalores del Caso LET.

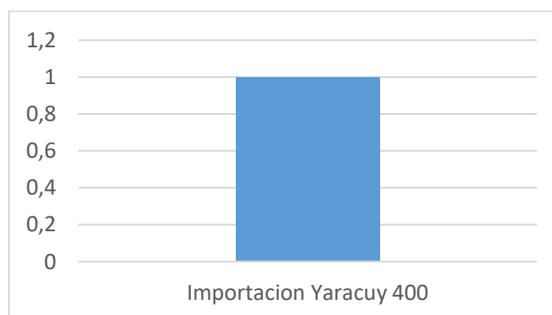
<b>#</b>	<b>Valor Propio [Mvar / %]</b>
<b>1</b>	<b>0,095634</b>
2	1,755333
3	4,010288
4	5,932978
5	7,048195
6	10,889842



**Figura 4.4.1:** Factores de Participación de Nodos del Caso LET



**Figura 4.4.2:** Factores de Participación de Ramas del Caso LET



**Figura 4.4.3:** Factores de Participación de Generadores del Caso LET

Este escenario de demanda inviable, muestra que la importación Yaracuy en 400kV y las tres líneas que se necesitan para interconectarlos con la red son de vital importancia para el sistema, ya que sus factores de participación son elevados. Equivalentemente, el factor de participación de nodos establece que tanto el nivel de 115kV como el de 230kV poseen numerosas barras con necesidad de reactivos.

## 4.5 Análisis de Contingencias

### 4.5.1 Salida de Líneas.

- **Criterio N-1**

Los límites de estabilidad de la red de 400, 230 y 115 kV de la Región Occidente luego de la salida de una línea de transmisión se hallan en la tabla 4.5.1. Cabe destacar que la selección de la línea a poner fuera de servicio se hizo en base al factor de participación de ramas del Caso Limite Estabilidad de Tensión, ya que estas fueron las líneas que resultaron al someter el sistema al máximo estrés antes de que se manifestara la inestabilidad de tensión.

**Tabla 4.5.1:** Límites de estabilidad de tensión: Salida de una Línea.

Línea	Exportación Sur-Occidente [MW]	Demanda [MW]	Exportación + Demanda [MW]	Autovalor [Mvar/%]
Yaracuy - Tablazo L3 400kV	185	2004	2189	0,2367
Yaracuy-Tablazo L2 400kV	190	2055	2245	0,097813
Yaracuy-Tablazo L1 400kV	190	2055	2245	0,150785
Tablazo-Cabimas B 230kV	195	2107	2302	0,2703
Cable Punta Palma-Peonías 1 230kV	204	2209	2413	0,1001
Cable Punta Palma-Peonías 2 230kV	204	2209	2413	0,1003
Las Morochas-San Lorenzo L1 115kV	206	2226	2432	0,1775
Las Morochas-San Lorenzo L2 115kV	206	2226	2432	0,1775

Según la Tabla 4.5.1 las líneas Yaracuy-Tablazo en 400kV ofrecen un menor límite de demanda que el Caso Límite Estabilidad de Tensión (2294 MW), que el

caso Máxima Cargabilidad (2128 MW) y que el caso máxima demanda histórica (2055 MW), lo cual significa que estas líneas son relevantes para el sistema y que si alguna de ellas no opera, la inestabilidad estaría más cercana porque no converge el cálculo de flujo de potencia para un menor valor de demanda.

De manera equivalente, la línea Tablazo-Cabimas 230 kV muestra lo crítico que sería sacar esta línea al tener un límite de estabilidad de tensión menor que el de máxima cargabilidad e igual al de máxima demanda histórica, es decir, el flujo de potencia no converge ante estos escenarios de demanda, lo que conlleva a inestabilidad.

- **Criterio N-2**

Los límites de estabilidad en la red bajo estudio luego de la salida de dos líneas de transmisión, están tabuladas en la tabla 4.5.2. Las de mayor impacto respecto a la estabilidad de tensión son las líneas Yaracuy-Tablazo L3 y L2 de 400kV, teniendo una demanda límite de 1695 MW, la cual se encuentra por debajo de la demanda del Caso Base (1712 MW).

**Tabla 4.5.2:** Límite de estabilidad de tensión: Salida de dos líneas

<b>Líneas</b>	<b>Exportación Sur Occidente [MW]</b>	<b>Demanda [MW]</b>	<b>Exportación + Demanda [MW]</b>	<b>Autovalor [Mvar/%]</b>
Yaracuy-Tablazo L3 y L2 400kV	157	1696	1853	0,1295
Yaracuy-Tablazo L3 400kV y Cable Punta Palma- Peonías L1 230kV	177	1918	2095	0,1746
Cable Punta Palma-Peonias L1 y L2 230kV	196	2124	2320	0,2045

#### 4.5.2 Pérdida de Generación

En la tabla 4.5.3 se halla los límites de estabilidad de tensión luego de la pérdida de generación, tanto individualmente como en conjunto (valiéndose solo de la importación). Se aprecia que es crítico el estado en el que se encontraría el sistema bajo estudio sin alguna de sus barras de generación, sobretodo sin las dos, ya que los límites de demanda obtenidos están por debajo del Caso Base tanto para el criterio N-1 como N-2. Se destaca el hecho que sin la generación en la barra San Lorenzo, el sistema se encuentra más cercano a la inestabilidad.

**Tabla 4.5.3:** Límite de estabilidad de tensión: Pérdida de Generación

<b>Barra</b>	<b>Exportación Sur-Occidente [MW]</b>	<b>Demanda [MW]</b>	<b>Exportación + Demanda [MW]</b>	<b>Autovalor [Mvar/%]</b>
San Lorenzo 115kV	157	1696	1852	0,0603
Termezulia II 230kV	158	1713	1871	0,2235
Termezulia II 230kV y San Lorenzo 115kV	134	1456	1590	0,0769

#### 4.5.3. Sin Importación

Los límites de estabilidad de tensión en el caso de la pérdida de importación se hallan en la tabla 4.5.4. La pérdida de la importación Yaracuy 230kV disminuye el límite de estabilidad a 2055 MW. En cambio, el flujo de carga no converge sin la importación Yaracuy 400kV, debido a que la generación más la importación Yaracuy en 230kV no es capaz de suplir la demanda de potencia activa y reactiva del sistema bajo estudio.

**Tabla 4.5.4:** Límite de estabilidad de tensión: Pérdida de Importación.

<b>Importación desactivada</b>	<b>Exportación Sur-Occidente [MW]</b>	<b>Demanda [MW]</b>	<b>Exportación + Demanda [MW]</b>	<b>Autovalor</b>
Yaracuy 230kV	189	2055	2244	0,2822
Yaracuy 400kV	No Converge			

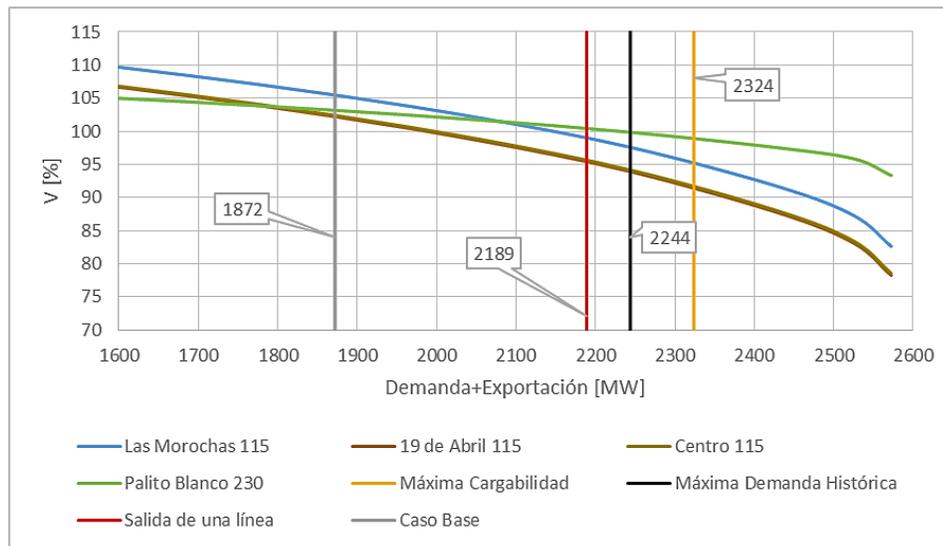
#### 4.6 Resumen de Resultados

A través de los distintos casos, se observa como la red de 115, 230 y 400 kV de la región occidente del país es susceptible ante el aumento de la demanda, dejando poco margen de flexibilidad ante el escenario de Máxima Demanda Histórica y obteniéndose un autovalor menor a la unidad para el escenario de Máxima Cargabilidad (0,94). Es de hacer notar que este último es de especial interés desde el punto de vista operativo, ya que si se aumenta eventualmente la demanda, el sistema pasaría a un estado de Emergencia, donde es necesario tomar medidas correctivas para que el sistema evoluciones a un estado operativo Normal.

**Tabla 4.6:** Resumen de Resultados

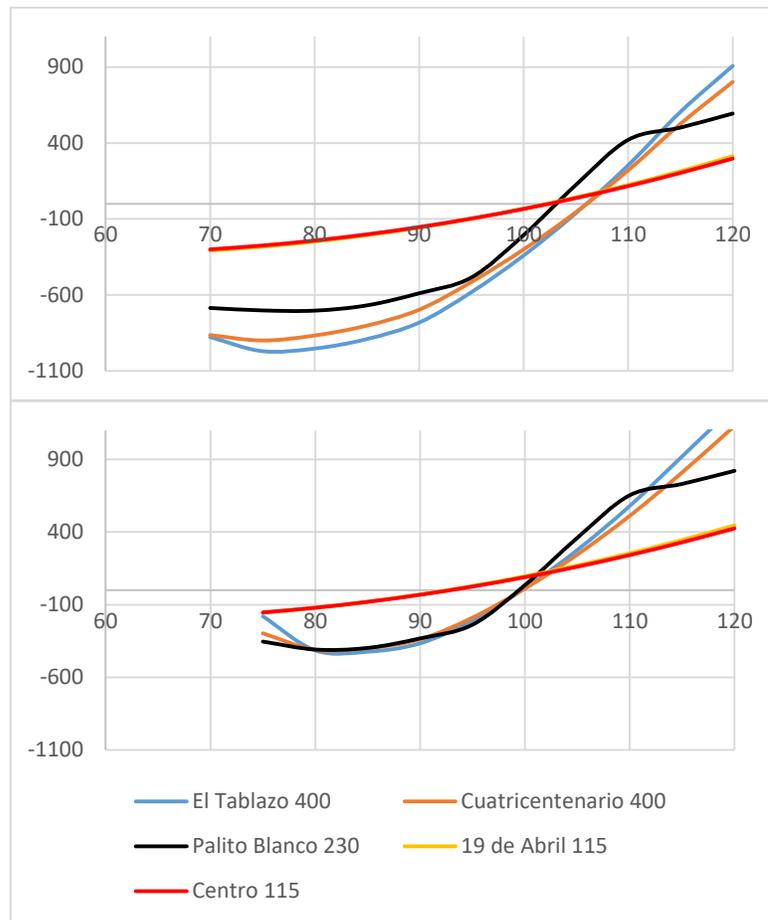
<b>Caso</b>	<b>Exportación Sur-Occidente [MW]</b>	<b>Demanda [MW]</b>	<b>Exportación+ Demanda [MW]</b>	<b>Autovalor</b>
Base	159	1713	1872	1,32
Máxima Demanda Histórica	189	2055	2244	1,04
Máxima Cargabilidad	196	2128	2324	0,94
LET sin Contingencias	211	2294	2505	0,09
LET Salida de una línea (Yar-Tab 400 L3)	185	2004	2189	0,2367
LET Sin generación en barra San Lorenzo 115	157	1696	1853	0,2235
Sin Imp. Yaracuy 400 kV	No Converge			

El inconveniente de realizar el estudio de estabilidad de tensión mediante los métodos estáticos curvas PV y VQ es que estos estudios se aplican a una barra. En cambio, una de las bondades que ofrece el método Análisis Modal es la posibilidad de identificar cuales barras son las más débiles del sistema ante la inestabilidad de tensión. Por ello se procede a aplicar los conceptos de las curvas PV y VQ a las barras que se lograron identificar mediante el estudio modal.



**Figura 4.6:** Curva PV, resumen de resultados.

Las barras Palito Blanco 230kV y 19 de Abril pertenecen al mismo modo para el caso LET, teniendo factores de participación de nodos similares y de poca magnitud. En este caso se desea mostrar la diferencia que resulta al comparar el de mayor con el de menor magnitud (0,057 y 0,013 respectivamente), teniéndose que para el menor, según la figura 4.6, la tensión decrece con más velocidad a medida que se acerca al punto de colapso o nariz de la curva PV. Desde el punto de vista de estabilidad de voltaje esto era de esperarse, ya que Palito Blanco tiene mayor disposición de reactivos al tener cerca una barra importante de generación (Termozulia II), por lo que su carencia de reactivos puede ser suministrada por la generación térmica. En cambio, las S/E 19 de Abril 115 kV y Centro 115kV, separadas a menos de 5km, no tienen barras de generación cerca.



**Figura 4.7:** Curvas VQ, Barras relevantes, CB y MDH

En la figura 4.7 se observa las curvas VQ para los escenarios Caso Base y Máxima Demanda Histórica de las dos subestaciones más débiles (19 de abril 115kV y Centro 115kV), que tienen los mayores factores de participación en el caso LET, y dos barras en el nivel de 400kV (El Tablazo y Cuatricentenario), que no tienen asociado ningún factor de participación para ese modo. También se tiene a la barra con el menor factor de participación de nodos en el escenario LET (Palito Blanco 230kV).

Se tiene que la intersección con el eje de las abscisas ( $Y=0$  Mvar) representa el caso en el que no se inyecta ni se consumen reactivos, es decir, es la tensión a la que opera la barra para el CB o MDH sin que la fuente de potencia reactiva aplicada a

la barra intervenga. Los puntos ubicados a la derecha del vértice (punto crítico) representan una operación estable y los de la izquierda inestable, lo que puede ocasionar la actuación de dispositivos de control de reactivos ya que estos están diseñados para operar adecuadamente cuando un incremento de  $Q$  es acompañado por incrementos de  $V$ .

Como era de esperarse, el Margen de Potencia Reactiva (MPR) disminuye al aumentar la carga, teniéndose que para el escenario MDH las barras de 400kV disminuyeron su MR en 400 MVar aproximadamente. También se observa que las barras Palito Blanco 230 kV, Cuatricentenario 400kV y El Tablazo 400kV poseen mayor MPR que las barras 19 de Abril 115kV y Centro 115kV. Esto era de esperarse ya que, como se mencionó en la sección 2.2.6.2, para las curvas QV, el nodo más débil es aquel que tiene su punto crítico más alto y el que tiene el margen de potencia reactiva más pequeño.

En los casos estudiados se puede observar que las causas de la inestabilidad de tensión es la incapacidad del sistema de suministrar reactivos ante un eventual incremento de la demanda, sobrepasando la capacidad de la red troncal de transmisión. Esto se hace más crítico cuando sale una de las tres líneas de transmisión que une al sistema bajo estudio con el SEN (línea Yaracuy-Tablazo 400kV L3), ya que el Límite de Estabilidad de Tensión (LET) pasa de una carga (demanda más exportación suroccidente) de 2505 MW, sin contingencia, a 2189 MW con la salida de dicha línea de transmisión.

Equivalentemente, la inestabilidad de tensión depende, en gran medida, de los reactivos que logre aportar la generación local. Esto se logra observar al comparar los límites de estabilidad de tensión (LET) del caso sin contingencia (2505 MW) con el caso sin generación en la barra San Lorenzo (1853 MW). Es de hacer notar, que el peor escenario de los casos sin generación es el de la barra de San Lorenzo, ya que

tiene asociada las barras de 115kV, que son las que poseen los menores perfiles de tensión en cada caso estudiado.

Por otra parte, al considerar lo anteriormente descrito, es posible hacer más robusto al sistema ante la inestabilidad de tensión al tener mayor disponibilidad de generación local, mayor capacidad de transmisión o emplear banco de condensadores para aumentar los perfiles de tensión. Es importante destacar que el sistema disminuye con mayor ímpetu el límite de estabilidad de tensión con la indisponibilidad de generación térmica local, lo que lleva a plantearse como prioridad aumentar la disponibilidad de la generación para disminuir el riesgo de que el sistema sea inestable desde el punto de vista de estabilidad de tensión.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 Conclusiones**

Para los primeros casos simulados (Caso Base, Máxima Demanda Histórica y Máxima Cargabilidad) se obtuvo que el sistema es estable pero susceptible desde el punto de vista de estabilidad de tensión, ya que los autovalores obtenidos son positivos pero de magnitud cercana a la unidad. Esto también se ve reflejado en el límite de estabilidad de tensión sin contingencia, ya que el mismo es solo 300MW mayor que el límite operativo de demanda por Máxima Cargabilidad.

La generación concentrada en una sola barra en el nivel de 115kV del sistema eléctrico la región Occidente (San Lorenzo), provoca que ante el eventual aumento de la demanda, las barras más alejadas del mismo, para ese nivel de voltaje, se encuentren con perfiles bajos de tensión, haciendo al sistema poco robusto ante la inestabilidad de tensión; tal como lo demuestra la magnitud de los autovalores para los distintos escenarios de demanda, los cuales no llegaron si quiera a 1,4. Equivalentemente, dichas barras coinciden con las barras que tienen el mayor factor de participación de nodos para el modo de estudio.

Aunque la red bajo estudio es alimentado por la energía que se genera en las hidroeléctricas ubicadas en el Bajo Caroní (Guri, Caruachi y Macagua), que viaja a través de la red troncal, es necesario el funcionamiento de los generadores disponibles en el sistema de la Región Occidente para el abastecimiento de la demanda y el mantenimiento de los perfiles de tensión en las barras entre los límites establecidos en la norma IEC 60038. Hay que tener en cuenta que de no operar dentro del rango podría ocasionar la actuación del sistema de protecciones o dañar los

equipos del Sistema Eléctrico de Potencia. Este caso sería representado por el escenario de Máxima Cargabilidad.

Los factores de participación de ramas, para el modo de estudio, mostraron lo importante que son las tres líneas Yaracuy-Tablazo en 400kV para el Sistema de la Región Occidente considerado, ya que sus factores de participación eran elevados. Esto se debe por ser el enlace con el sistema de la región Centro Occidente, es decir, con el aporte de la Red Troncal y Planta Centro (importación Yaracuy). Es vital que las tres líneas se encuentren activas, ya que de lo contrario el límite de estabilidad de tensión pasaría a ser 2003 MW, valor que está por debajo de considerarse las 3 líneas de transmisión (2294 MW).

La incapacidad de los generadores del sistema Eléctrico de la región Occidente de aportar reactivos ante un escenario de alta indisponibilidad de generación térmica a la red bajo estudio para mantener los niveles de tensión, se refleja en el factor de participación de generadores, ya que prácticamente el intercambio con el SEN mediante la barra Yaracuy 400kV aporta los reactivos al sistema ante los eventuales aumentos de la demanda y distintos escenarios. A medida que la demanda aumenta, dicha importación opaca el resto de los factores de participación de generadores. El sistema bajo estudio presenta grandes limitaciones a nivel operacional, ya que ante el aumento de la demanda las barras de 115kV se ven fuertemente afectadas disminuyendo su perfil de tensión. Por otra parte, en caso de no tener disponible algunas de las líneas de transmisión con factor de participación de ramas alto, podría caer en un estado operativo de Emergencia, siendo necesaria la toma de medidas correctivas.

La indisponibilidad de la generación térmica por falta de mantenimiento y que la principal fuente de generación hidroeléctrica se encuentre centralizada al sur del país, estresa al SEN, ya que al no suplirse la demanda con generación local, los subsistemas alejados de las plantas de generación del río Caroní, entre ellos la Región

Occidente, se hacen fuertemente dependientes de la red Troncal, exigiendo a importantes bloques de energía viajar por las líneas de transmisión. Por otra parte, al no haber suficiente disponibilidad de generación local provoca que disminuya los perfiles de tensión ante aumentos eventuales de demanda en las barras que no tengan suficientes reservas de reactivos. Estos aspectos contribuyen a que el límite de estabilidad de tensión disminuya.

## **5.2 Recomendaciones**

Apreciar el impacto que tendría en el límite de estabilidad el mantenimiento de las unidades de generación térmica de Termozulia II y los generadores que alimentan a la red de 138 kV, con la finalidad de obtener más potencia activa y reactiva mediante generación local y exigir menos a la interconexión con el SEN a través de la barra Yaracuy 400 kV.

Verificar la viabilidad de compensar mediante banco de capacitores algunas de las barras de 115kV que aparecieron constantemente en el factor de participación de nodos en los distintos escenarios de demanda del modelo bajo estudio, con la finalidad de mejorar sus perfiles de tensión y alejarse del límite de estabilidad de tensión.

Realizar análisis estáticos de estabilidad de tensión en la red de transmisión de 138 kV de la Región Occidente, para observar las barras que tengan mayor carencia de reactivos y bajos perfiles de tensión, así como los enlaces débiles o líneas de transmisión que están más cargadas.

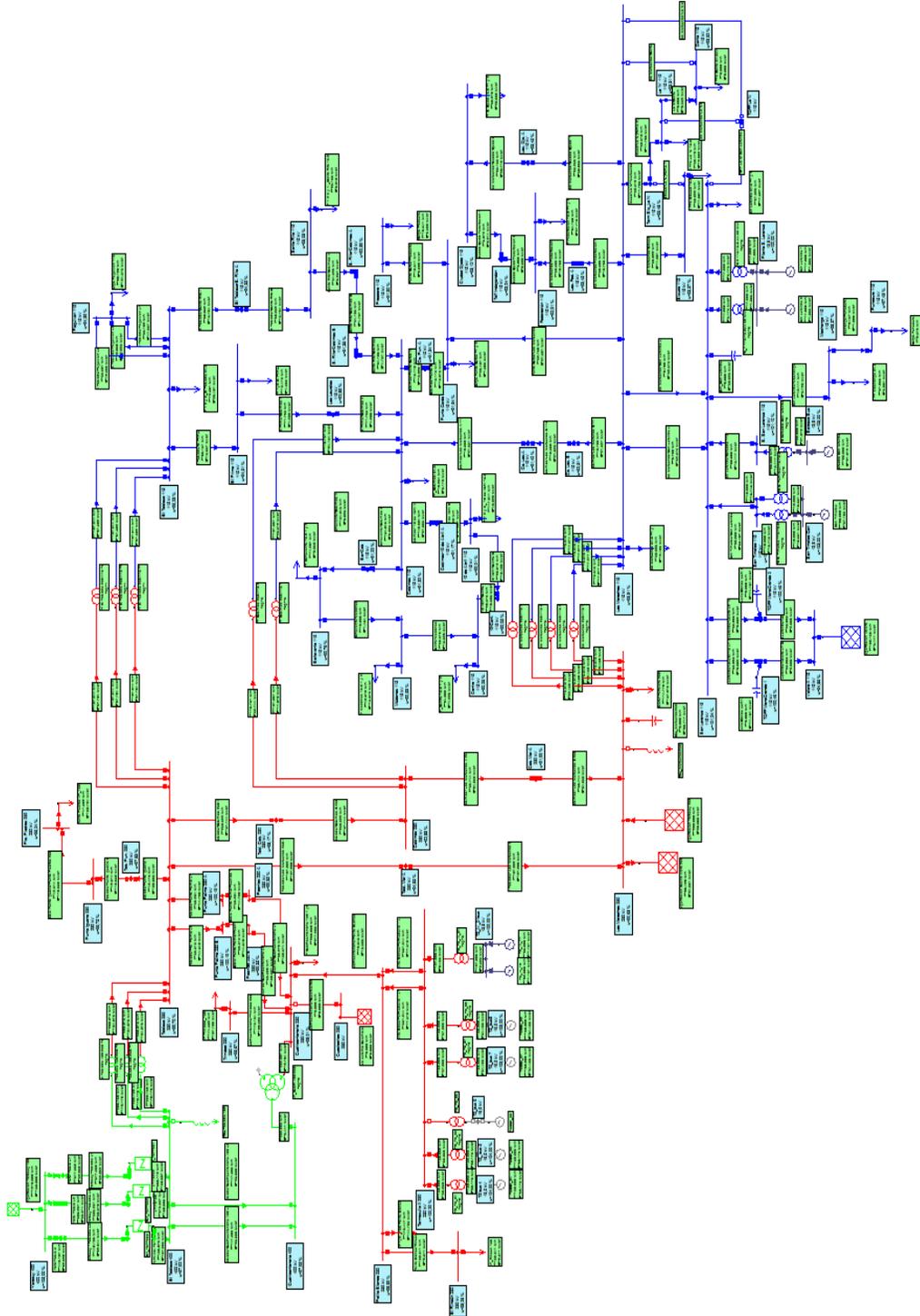
Aplicar el método de análisis modal para un estudio de estabilidad de voltaje donde se consideren los proyectos de ampliación del Sistema Eléctrico Nacional para encontrar los autovalores y factores de participación, con la finalidad de visualizar el impacto que tienen dichos proyectos en la robustez del sistema.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Alixel Cabrera. Diario La Verdad Maracaibo. “Megavatios térmicos indisponibles frenarían apagones”. 6 de marzo 2016.
- [2] Centro Nacional de Despacho (2010). “Informe Anual del Sistema Eléctrico Venezolano”.
- [3] Hernández, Moisés G. «Noticias». El Carabobeño. Consultado el 2 de abril de 2010.
- [4] Gómez Expósito, Antonio (2002). “Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica”. McGraw-Hill.
- [5] L. Arias, *Estabilidad de Voltaje Mediante Análisis Modal Aplicado al Sistema Eléctrico de la Región Sur-Occidente del SEN*. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela, 2016.
- [6] J. Rivas, *Estudio de Estabilidad de Voltaje del Sistema Eléctrico de la Región Capital en Red de Transmisión de 230 kV Mediante Análisis Modal*. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela, 2017.
- [7] C.J. Zapata, O. Gomez, M.A.R. Mesías y J. L. Sánchez, “Índices de Estabilidad de Voltaje en Definición de Ranking de Contingencias”, *Scientia et Technica*, vol. 3, n.º 40, págs. 25-30, 2008.
- [8] J. Ribbecca y E. Orea, “Límites Operativos del Sistema de Transmisión de Venezuela caso de aplicación: Región Capital”, 2012.
- [9] L.V. y A. Brito, “Estudio de Colapso de Tensiones en el Sistema Eléctrico Venezolano para las Condiciones Operativas del día 03.08.09 a las 13:50 horas”, 2010.
- [10] Centro Nacional de despacho. (2014) Informe Anual del Sistema Eléctrico Venezolano. Caracas.
- [11] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*.

- [12] T. DyLiacco, “Real-Time Computer Control of Power Systems”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, pp. 884-891, Julio 1974.
- [13] A. Gómez-Expósito, A. Conejo y C. Cañizares, *Electric Energy Systems: Analysis and operation*. Taylor & Francis Group, LLC. Estados Unidos, 2009.
- [14] Kundur P, Paserba J, Ajjarapu J, Anderson V, Bose J, Cañizares C, Hatziarg Yriou N. Definition and classification of Power System Stability: IEEE/CIGRE Transactions on Power Systems, mayo de 2004; p.1-15.
- [15] Kundur P. Power Systems Stability and Control. New York: Mc Graw Hill, 1994.
- [16] IEEE (2002) Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and tolos. IEEE Espacial Publication SP101PSS.
- [17] Busarello+Cott+Partner AG. NEPLAN Electricity, *Guía del usuario de NEPLAN vol. 5. Módulo de Estabilidad de Voltaje*. Pp. 6-10, 2014.
- [18] C.W. Taylor, Power System Voltage Stability. McGraw-Hill, 1994.
- [19] RIOS, Mario Alberto. Estabilidad de Voltaje en sistemas de potencia - caso de aplicación a la EEB -. En revista de ingeniería Universidad de los andes No 8, p.19-24. Bogotá: Universidad de los andes, junio de 1997.
- [20] Brito, A. Evaluación de los Límites de Transferencia de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional Debidos a la Estabilidad de Voltaje. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela, 2008
- [21] Ribbecca, J. Cálculo de Límites de Transmisión por Estabilidad de Tensión en el Sistema Interconectado Nacional. Informe de Pasantías. Decanato de Estudios Profesionales. Coordinación de Ingeniería Eléctrica. Universidad Simón Bolívar, 2010.
- [22] Western Electricity Coordinating Council (WECC). Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology. Mayo de 1998.

## ANEXO A



**Figura 5.1:** Red Eléctrica de la Región Occidente a 115kV, 230 kV y 400 kV.

## ANEXO B

Tabla 5.1: Resultados de tensiones y ángulos Caso Máxima Cargabilidad

Nombre de Nodo	V [%]	V [°]	Nombre de Nodo	V [%]	V [°]
Terminal Cs	95,08	-18,5	San Timoteo 115	101,3	-28,5
Terminal Tb	97,93	-13,4	TZ_bus 7	103	-7,1
Cuatricentenario 230	98,01	-16,1	Palito Blanco 230	98,39	-15,4
Las. Fed. A	93,45	-26	Barcaza Bus	103	-24,1
Federación 115	92,91	-26,4	Puricaure 115	97,43	-33,4
Toff Independen	93,04	-26,4	TZ_bus8	103	-7,1
Planta S. Lorenzo	100	-24,9	B-176152	95,16	-17,7
Los Laureles	92,85	-23,4	B-176150	97,93	-13,4
El Primo 115	94,51	-21	Terminal Yr2	105	0
Santa Rita 115	93,03	-22,5	Termozulia II 230	100,2	-12,5
S. Rita-Cabimas B	91,36	-25,7	Cabimas 115	91,32	-25,8
S. Rita-Cabimas A	92,39	-23,7	El Tablazo 400	97,92	-13,4
Pequiven 115	94,39	-18,5	Valera II 115	94,86	-40
Tab. Pun. 230	97,83	-15,7	TOFF MeneGrande 2	100,46	-30,6
Punta Iguana 230	96,75	-15,9	TOFF MeneGrande 1	100,46	-30,6
El Tablazo 115	96,23	-17,9	TZ_IV_01bus	100	-7,7
El Tablazo-S. Rita A	94,35	-20,5	TZ_bus 5	104	-8,1
N176318	98,81	-21,2	TZ bus 4	104	-8,1
Pta. Piedras 230	96,24	-15,6	Ca. Las. B	92,51	-25,8
Sizuca 115	93,37	-26,2	Ca. Las.A	91,4	-25,8
Terminal Yr1	105	0	Machango 115	98,37	-32
Cab. Mor A	91,9	-22	Médanos 115	90,53	-28,3
Las Morochas 230	90,63	-22,2	Centro 115	90,26	-28,6
La 'N' 115	93,31	-26,2	Barlovento 115	90,76	-27,7
Term Siz_La N	93,48	-26,1	Bar-Cab	91,22	-26,2
Punta Palma 230 A	100,2	-15,7	Ca. Pun. A	91,34	-25,8
Punta Palma 230 B	100,2	-15,7	Terminal Yr3	105	0
Tabl. Cab. 230	98,17	-16,7	Proacero 115	91,3	-26,6
Tablazo 230	99,7	-15,4	B-176228	95,13	-17,7
Peonías 230 A	99,35	-16	B-176226	97,93	-13,4
Peonías 230 B	99,35	-16	El Rincón 230	98,26	-16,1
Tabl. Mor A	94,83	-18,8	Punta Gorda 115	91,64	-26,4
San Lorenzo 115	101	-28,8	Las Morochas 115	93,81	-25,8
B. San Lorenzo 115	101,1	-28,7	19-Cent.	90,05	-28,3
19 de Abril 115	90,01	-28,2	Cuatricentenario 400	97,95	-14,2
Cabimas-19 de Abril A	91,17	-26	Las. Oje. A	93,45	-26
Danto 115	93,32	-26,2	Ciudad Ojeda 115	93,12	-26,3
Trinidad 230	96,67	-17,1	Cabimas 230	92,88	-21,8
San Timoteo Gen	103	-26,4	Yaracuy 400	105	0

Tabla 5.2: Resultados de tensiones y ángulos Caso LET.

Nombre de Nodo	V[%]	V[°]	Nombre de Nodo	V[%]	V[°]
Federación 115	75,75	-35,3	Trinidad 230	84,56	-22,2
Las. Fed. A	76,48	-34,8	Puricaure 115	92,58	-48,9
Cuatricentenario 230	86,23	-20,8	Barcaza Bus	103	-38,6
Terminal Tb	86,19	-16,7	Palito Blanco 230	89,76	-20,8
Terminal Cs	81,65	-23,9	TZ_bus 7	97,79	-11,3
Pequiven 115	79,75	-23,9	Valera II 115	89,08	-56,9
S. Rita-Cabimas A	75,98	-31,5	El Tablazo 400	86,19	-16,7
S. Rita-Cabimas B	74,27	-34,5	Cabimas 115	74,21	-34,6
Santa Rita 115	77,07	-29,7	Termozulia II 230	93,3	-17,5
El Primo 115	79,18	-27,6	Terminal Yr2	102	0
Los Laureles	76,56	-31	B-176150	86,19	-16,7
Planta S. Lorenzo	100	-39,4	B-176152	81,97	-22,9
Toff Independen	75,92	-35,3	TZ_bus8	98,98	-11,4
El Tablazo-S. Rita A	79,12	-26,7	TOFF MeneGrande 1	95,93	-45,6
El Tablazo 115	82,1	-23	TOFF MeneGrande 2	95,93	-45,6
Punta Iguana 230	82,02	-20,1	Machango 115	93,72	-47,2
Tab. Pun. 230	83,64	-19,8	Ca. Las.A	74,3	-34,6
Sizuca 115	76,36	-35	Ca. Las. B	75,52	-34,5
Pta. Piedras 230	81,34	-19,6	TZ bus 4	99,15	-12,6
N176318	87,7	-28,7	TZ_bus 5	99,15	-12,6
Term Siz_La N	76,51	-34,9	TZ_IV_01bus	100	-12,3
La 'N' 115	76,29	-35,1	Ca. Pun. A	74,22	-34,7
Las Morochas 230	73,51	-27,9	Bar-Cab	74,06	-35,2
Cab. Mor A	75,05	-28	Barlovento 115	73,4	-37,7
Terminal Yr1	102	0	Centro 115	72,71	-39,3
Tablazo 230	86,49	-19,5	Médanos 115	73,07	-38,8
Tabl. Cab. 230	84,16	-21,1	Proacero 115	73,89	-35,9
Punta Palma 230 B	87,32	-20	Terminal Yr3	102	0
Punta Palma 230 A	87,32	-20	Las Morochas 115	76,95	-34,4
Danto 115	76,29	-35,1	Punta Gorda 115	74,34	-35,4
Cabimas-19 de Abril A	74	-35	El Rincón 230	89,59	-21,8
19 de Abril 115	72,38	-38,7	B-176226	86,19	-16,7
B. San Lorenzo 115	97,02	-43,4	B-176228	81,97	-22,7
San Lorenzo 115	96,88	-43,5	Yaracuy 400	102	0
Tabl. Mor A	79,49	-23,6	Cabimas 230	76,25	-28
Peonías 230 B	87,12	-20,5	Ciudad Ojeda 115	76,03	-35,2
Peonías 230 A	87,12	-20,5	Las. Oje. A	76,47	-34,8
San Timoteo 115	97,56	-43,3	Cuatricentenario 400	86,15	-17,9
San Timoteo Gen	103	-41	19-Cent.	72,43	-38,7