

Análisis de la Estabilidad en Pequeña Señal del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado del Ecuador

RESUMEN

El presente trabajo de tesis aborda el estudio de la estabilidad en pequeña señal, aplicando la teoría de Análisis Modal para el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado del Ecuador, al año 2020.

Los cambios topológicos de la red (fuentes de generación y transmisión asociada) serán trascendentes en el mejoramiento de calidad y disponibilidad energética, disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) debido al alto componente hidroeléctrico en la generación y haciéndolo sensible a oscilaciones de potencia, efectos adversos para la operación adecuada de un SEP; requiriéndose de acciones eficientes de control y operación para el nuevo sistema.

Se utiliza el escenario de hidrología seca: Demandas alta, media y mínima; representativo para las condiciones de generación al año 2020, permitiéndose posibles exportaciones de energía.

El Análisis Modal permite la identificación de oscilaciones de potencia de manera gráfica; los resultados son presentados en anexos y en un CD con las corridas de estabilidad en pequeña señal, respuesta al escalón y flujos de potencia relacionados.



La base de datos en DigSilent Power Factory fue entregada mediante un acuerdo de confidencialidad y cooperación institucional entre la Universidad de Cuenca y CENACE; por lo que el uso de la misma es de exclusividad de la Universidad de Cuenca, CENACE y el autor de este trabajo.

Otra información fue proporcionada por CELEC EP y del Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 (CONELEC); parámetros para nuevos generadores tales como reactancias y demás elementos de control, se obtuvo de bibliografía especializada de fabricantes de generadores y normas IEEE.

PALABRAS CLAVE

Estabilidad, análisis modal, pequeña señal, ecuación característica, amortiguamiento, expansión, generación, transmisión, planificación, sistemas eléctricos de potencia, zonas operativas, modelamiento, controles, sistema de excitación, regulador de velocidad, PSS, modos de oscilación, oscilación electromecánica, modo local, modo entre área, modo entre planta.



ÍNDICE DE CAPÍTULOS

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN.....	14
Capítulo 2: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR	25
Capítulo3: ESTUDIO DE ESTABILIDADEN PEQUEÑA SEÑAL DEL S.N.I.....	58
Capítulo 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	124
BIBLIOGRAFIA.....	131
ANEXO CAPITULO 2.....	134
ANEXO CAPITULO 3.....	144



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Pablo Danilo Arias Reyes, autor de la tesis "Análisis de la Estabilidad en Pequeña Señal del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magíster en Sistemas Eléctricos de Potencia. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 19 de abril de 2013

Pablo Danilo Arias Reyes
C.I. 0102826690

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316
e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103
Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Pablo Danilo Arias Reyes, autor de la tesis “Análisis de la Estabilidad en Pequeña Señal del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, 19 de abril de 2013

Pablo Danilo Arias Reyes.
C.I. 0102826690

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316
e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103
Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MAESTRÍA EN SISTEMAS

ELÉCTRICOS DE POTENCIA

ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD EN PEQUEÑA SEÑAL DEL SISTEMA

NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR

Autor: Pablo Danilo Arias Reyes.
Tesis para obtener el Título de
Magíster en Sistemas Eléctricos de Potencia

Director:
Ing. MSc. Carlos Morocho Cabrera

Febrero, 2013

Cuenca – Ecuador



DEDICATORIA

*A mis padres, que con su dedicación y paciencia
han sabido cultivar en mí la responsabilidad*



AGRADECIMIENTO

*A la Universidad de Cuenca
por haberme formado como profesional; a sus maestros,
amigos y guías en estos largos años de estudio.
Por ser la luz*



ÍNDICE GENERAL

1.1	Introducción	12
1.2	Antecedentes	13
1.3	Protocolo de Investigación	14
1.4	Problemas no resueltos	15
1.5	Situación problemática	16
1.6	Formulación Problema.....	19
1.7	Hipótesis	19
1.8	Objetivos	19
1.8.1	Objetivos Generales.....	19
1.8.2	Objetivos Específicos.....	19
1.9	Variables	20
1.10	Métodos	20
1.11	Tareas	20
1.12	Justificación	21
1.13	Viabilidad	21
2.1	Introducción	23
2.2	Estructura del Sistema Nacional Interconectado.....	27
2.2.1	Empresas distribuidoras	28
2.2.2	Distribución y demanda	30
2.2.3	Generación	34
2.2.4	Transmisión	38
2.3	Sistema Nacional de Transmisión (SNT).....	40
2.3.1	Distribución geográfica y zonas operativas	43
2.4	Interconexiones eléctricas internacionales.....	47
2.4.1	Interconexión con Colombia	48
2.4.2	Interconexión con Perú.....	50
2.5	Conclusiones del capítulo	53
3.1	Introducción	56
3.2	Condiciones operativas actuales del S.N.I.....	56
3.3	Teoría de Estabilidad en Pequeña Señal de Ángulo de Rotor	59



3.3.1	Conceptos básicos y definiciones.....	59
3.3.2	Naturaleza de las perturbaciones. [4]	60
3.3.3	Condiciones operativas del sistema eléctrico. [5].....	61
3.3.4	Clasificación de la Estabilidad de sistemas de potencia. [19]	61
3.3.4.1	Estabilidad de frecuencia	62
3.3.4.2	Estabilidad de voltaje.	62
3.3.4.3	Estabilidad de voltaje de gran perturbación.	63
3.3.4.4	Estabilidad de voltaje de perturbación pequeña.	63
3.3.5	Estabilidad de mediano y largo plazo.....	63
3.3.5.1	Estabilidad de mediano plazo	64
3.3.5.2	Estabilidad de largo plazo.....	65
3.3.6	Estabilidad de ángulo de rotor	65
3.3.7	Estabilidad Transitoria.....	68
3.3.8	Estabilidad de pequeña señal.....	69
3.3.9	Naturaleza de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia.....	72
3.3.9.1	Ecuación de oscilación de la maquina sincrónica [5] [14].....	72
3.3.10	Oscilaciones de potencia de baja frecuencia	80
3.3.10.1	Definición de modo de oscilación	80
3.3.10.2	Inestabilidad no oscilatoria	81
3.3.10.3	Inestabilidad oscilatoria	81
3.3.11	Oscilaciones de naturaleza electromecánica	83
3.3.11.1	Modos intraplanta.....	83
3.3.11.2	Modos locales.....	83
3.3.11.3	Modos entre área.....	84
3.3.12	Oscilaciones asociadas a modos de control	84
3.3.12.1	Modos de Control.....	84
3.3.12.2	Modos Torsionales	84
3.4	Análisis modal y oscilaciones de potencia de baja frecuencia [5] [14] [15] [18]	85
3.5	Condiciones operativas actuales del S.N.I.....	90
3.6	Condiciones al año 2020 del S.N.I.	97
3.7	Análisis de pequeña señal para condiciones del S.N.I. al 2020	101
3.8	Conclusiones del capítulo	117



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

El Ecuador se encuentra en camino hacia un profundo cambio energético. La política de manejo de la energía está orientada a la inversión de nuevas fuentes de generación (8 proyectos de generación hidroeléctrica y 1 eólico), que permitirán alcanzar el objetivo de cambio en la Matriz Energética.

La proyección de nuevas fuentes de generación en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), y el hecho de que estas se encuentren lejos de los grandes centros de consumo, trae consigo la implementación de líneas de transmisión extensas, lo que provocará problemas de oscilaciones de potencia en el sistema, las cuales deberán ser controladas y corregidas mediante la implementación de elementos de control estabilizantes.

El cambio topológico que sufrirá la red de transmisión actual y la inclusión de nuevas fuentes de generación, en general, mejoraría las condiciones de seguridad de la operación del sistema, sin embargo se plantea la necesidad de realizar un estudio que analice el impacto que estos cambios producirían en el funcionamiento del sistema, específicamente en lo referente a oscilaciones de potencia del sistema eléctrico, así como a la estabilidad del mismo, comparando las actuales condiciones con las futuras condiciones del S.N.I en el año 2020.

El análisis de estabilidad en pequeña señal propuesto en este trabajo de investigación, identificará los problemas e inconvenientes potenciales actuales y los debidos a la expansión en el nivel de tensión de transporte y el ingreso de nuevos generadores e identificará la necesidad de implementación de nuevos recursos estabilizantes en el S.N.I. Estos inconvenientes son: modos de oscilación entre áreas, entre unidades y entre centrales.

1.2 Antecedentes

En la actualidad, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) viene desarrollado estudios para los planes de expansión del Sistema Eléctrico del Ecuador, tanto para la generación como para la transmisión. El Plan de Expansión de la Generación (PEG) determina la infraestructura en fuentes de generación requeridas para cubrir la proyección de la demanda del Ecuador para un horizonte de mediano y largo plazo (10 años). Las fuentes de generación son tomadas del Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador, documento actualizado al 2009, en el que constan proyectos de generación a nivel de inventario, de pre factibilidad y factibilidad con cierto nivel de detalle en estudios disponibles, para que; inversionistas privados o el mismo Estado ecuatoriano los ponga en marcha, promoviendo su construcción y aportando al parque generador del sistema eléctrico ecuatoriano. Ligado al PEG está el Plan de Expansión de la Transmisión (PET) desarrollado por la CELEC E.P y su Unidad de Negocio Transelectric; estudio a través del cual se realiza el análisis técnico-económico de implementación del sistema de transmisión asociados a los proyectos de expansión de generación y a la expansión natural del S.N.T., aportando con resultados para ser puestos en práctica durante la construcción de los planes (PEG y PET) propuestos.

Dentro del PEG y PET se encuentran proyectos emblemáticos como la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair 1500 MW y Sopladora 487 MW, así como la incorporación de nuevas redes de transmisión a 500 kV que permitirán la Interconexión Regional Andina.

El aumento de la generación en puntos estratégicos del sistema permite disminuir los problemas de estabilidad causada por las restricciones actuales en la transmisión, pero también pueden producir oscilaciones de potencia, conocidas como: oscilaciones locales, oscilaciones entre centrales y oscilaciones interárea.

El análisis de estabilidad en pequeña señal propuesto en este trabajo, comprende el análisis de la estabilidad de ángulo del rotor, en la que estudios dinámicos de respuesta al escalón, para verificar su comportamiento, formarán la parte medular. Los estudios serán realizados para todo el S.N.I., en la que se incluyen las interconexiones internacionales así como el aporte de las nuevas centrales a ser construidas hasta el año 2020

Los recursos estabilizantes necesarios al año de estudio serán indicados en este trabajo de acuerdo a los resultados que se obtengan al simular el S.N.I. incluyendo el plan de expansión para generación y transmisión para el año 2020 dado por el CONELEC [1] y la CELEC EP-Unidad de Negocio Transelectric [2].

Los datos utilizados para el análisis de estabilidad en pequeña señal del S.N.I. mediante la técnica de Análisis Modal, serán los proporcionados por las instituciones referentes del Sector Eléctrico Ecuatoriano como son: el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP)- con su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC. La herramienta de análisis para la presente tesis será el programa computacional DigSilent Power Factory versión 13.2.339.

1.3 Protocolo de Investigación

La representación de cada elemento de la red eléctrica mediante modelos matemáticos, debe ser lo más próxima a su comportamiento real en el sistema. El uso de una herramienta computacional especializada como lo es el software Power Factory DigSilent, es una gran ventaja ya que permite la modelación de cada elemento del S.N.I. a través de la representación adecuada de cada uno de ellos, tanto de manera estática como en su funcionamiento dinámico; logrando así los resultados

deseados en cuanto a los modelos y a sus controles, ya que este software utiliza modelos con ecuaciones diferenciales ordinarias y algebraicas. (ODE y ADE).

Los datos de los elementos del S.N.I. tales como: generadores, líneas de transmisión, transformadores, compensadores y demanda fueron facilitados por el organismo de control técnico del MEM, la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), cuya base de datos en DigSilent fue ampliada y actualizada con los nuevos generadores, elementos y controles incluidos. La topología detallada en el Plan de Expansión al año 2020 dado por el CONELEC [1] fue elaborada minuciosamente y actualizada mediante el software de modelación utilizado en este trabajo. Tanto el unifilar del S.N.I. como los datos y parámetros de líneas de transmisión y de la interconexión fueron facilitados por CELEC EP Transelectric.

1.4 Problemas no resueltos

1. Análisis de estabilidad de pequeña señal del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador para el año 2020.
2. Tener una visión del estado futuro del S.N.I. con la inclusión de nuevas fuentes de generación y líneas a 500 kV.
3. Capacidad de análisis, planificación y operación del sistema de potencia ecuatoriano por cuanto sus resultados podrán ser utilizados por los organismos de administración y control técnico, así como información de referencia para universidades y organizaciones y consultoras que así lo requieran.
4. Visión del cambio en la Matriz Energética y el estado futuro del S.N.I. al año 2020. Impacto ambiental ocasionado por la nueva infraestructura en generación y transmisión
5. Impactos socioeconómicos debidos al cambio en la matriz Energética ecuatoriana.

1.5 Situación problemática

La realización de estudios de estabilidad de pequeña señal en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) son herramientas necesarias para su planificación, operación e implementación de la infraestructura, los resultados obtenidos le permiten a éste insertar recursos adecuados para satisfacer los requerimientos propios de solicitud en un SEP, tanto en operación estable como ante cualquier contingencia que ocurra (pequeña o gran perturbación).

La configuración actual del Sistema Nacional Interconectado está constituido por elementos cuya operación y respuesta han sido ya determinados dentro de límites de generación, transporte y bajo el actual nivel de tensión de operación existente en la red (230 kV y 138 kV) como resultado de la planificación llevada a cabo por los organismos de control técnico y regulatorio del sistema eléctrico ecuatoriano.

El identificar a los generadores en el sistema (aquellos con una gran inercia), y a aquellos que ante una contingencia entreguen el aporte necesario de amortiguamiento a través de la identificación de los controles necesarios son el resultado de los estudios de estabilidad.

Los datos existentes sobre el actual estado del S.N.I. permitirán tener un punto de partida para actualizar el modelo del sistema utilizando para ello el software DigSilentPower Factory. La actualización contemplará la inclusión de nueva información referente a la expansión de la red de transmisión a 500 kV y a los estudios e información proporcionada por los organismos de control y administración técnica del S.N.I. [1] [2].

La inclusión de nuevas líneas a voltajes diferentes al existente (500kV) y de nuevos centros de generación, cambiarán el comportamiento del sistema, por lo que un estudio de estabilidad es necesario. El modelo a considerarse será un modelo

algebraico de la red con la inclusión de la expansión de la transmisión a 500 kV, nuevos centros de generación e interconexiones internacionales. Se realizará el análisis de estabilidad de ángulo del rotor mediante la técnica de Análisis Modal.

Los nuevos proyectos hidroeléctricos a considerarse en el análisis son los que actualmente están por ingresar al sistema eléctrico tales como: Sopladora, Cardenillo, Topo, Chespi, Baba, Toachi-Pilatón y Coca Codo Sinclair. Se considerará además los diferentes escenarios de demanda: punta, media y baja, y únicamente se considerará la hidrología seca, por ser la que mejor representa las condiciones del país al año 2020, autonomía energética sin dependencia de interconexiones y con alto contenido de centrales hidroeléctricas.

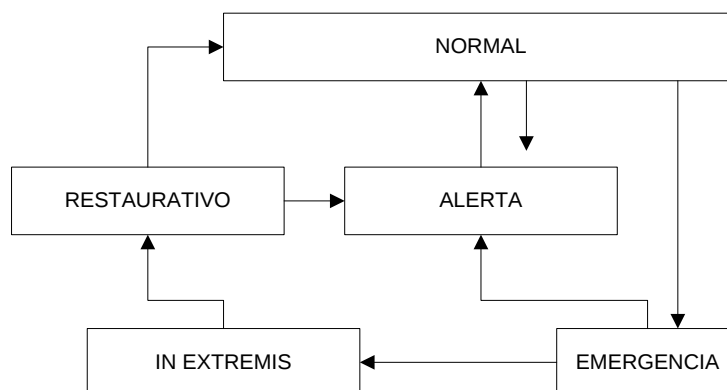


Figura No. 1. 1: ESTADOS OPERATIVOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

[Reporte CIGRÉ 325]

Ante la pérdida de sincronismo de un generador con los del resto del sistema, las oscilaciones de potencia producidas y no controladas conducirían al sistema hacia una condición operativa emergente e insegura, pudiendo llevar a éste hacia el colapso total (blackout)Figura No. 1. 1. La actuación apropiada de las protecciones cambiarían la topología del sistema provocando cambios en las condiciones dinámicas del mismo, la

estabilidad del sistema está determinada por su capacidad de soportar dichos cambios y esta a su vez viene dada por la capacidad de amortiguamiento propia de cada generador (inercia), características dinámicas de sus sistemas de control ante oscilaciones: devanados de amortiguamiento, sistemas de excitación, estabilizadores de sistemas de potencia, reguladores de velocidad, FACTS, etc.

La planificación técnica – económica de expansión de un sistema eléctrico interconectado se lo realiza con el objeto de abastecer proyecciones de demanda dentro de un determinado horizonte de estudio. Para el caso de Ecuador, la planificación se la realiza con un horizonte de 10 años, en la que se incorporan Planes de Expansión de Generación y Transmisión.

El Plan de Expansión de Generación PEG se lo realiza mediante herramientas computacionales de estudios energéticos como el Stochastic Dynamic Dual Programming (SDDP) y el Optimisation Generation (OPTGEN), los cuales toman como datos de entrada la demanda y los cronogramas de ingreso de proyectos de generación. La ubicación de los recursos energéticos obtenidos de la simulación con el SDDP y de las líneas de transmisión asociadas a dichos proyectos son el resultado de estudios eléctricos, los mismos que son tomados en este trabajo de tesis como referencia para el año 2020. Las nuevas líneas necesarias son construidas en referencia al escenario base inicial.

El alcance de dichos estudios llega hasta la elaboración de flujos de potencia, análisis de contingencias (N-1) y estudios de estabilidad y seguridad dinámica, sin la identificación de los puntos vulnerables en el sistema y conexión de los controles en las unidades de generación nuevas.

Los estudios de seguridad y estabilidad dinámica son herramientas imprescindibles para una mayor comprensión del problema de estabilidad y la adecuada reacción y

toma de decisiones en cuanto al diseño y operación del SEP, obteniendo así un sistema de potencia estable ante una perturbación.

1.6 Formulación Problema

Poca identificación de los puntos en los cuales se podrían colocar los mejores elementos estabilizantes (sistemas de control) para mantener un sistema seguro, a través del análisis de estabilidad de pequeña señal para el S.N.I. en el año 2020.

1.7 Hipótesis

Identificación de los principales elementos del S.N.I que presenten problemas de estabilidad para el S.N.I, a través del análisis de estabilidad de pequeña señal utilizando el Análisis Modal y propuestas para mejorar su respuesta.

1.8 Objetivos

1.8.1 Objetivos Generales

Analizar el impacto que tiene la expansión de la red de transmisión a 500 kV y la inclusión de nuevas fuentes de generación sobre la estabilidad en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, a través del análisis de la estabilidad de pequeña señal.

1.8.2 Objetivos Específicos

- Identificar las oscilaciones presentadas en el Sistema Nacional Interconectado (estabilidad de pequeña perturbación).
- Determinar de acuerdo a los resultados si es o no necesario la aplicación de dispositivos de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia producidas.

- Recomendar soluciones para mejorar la estabilidad para los diferentes casos y escenarios analizados.

De acuerdo a lo planteado, el alcance de este trabajo se circunscribirá al análisis de la estabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano basado en los estudios de la estabilidad en pequeña perturbación de ángulo del rotor utilizando Análisis Modal, no se tomará en cuenta la estabilidad de tensión ni la estabilidad de frecuencia.

1.9 Variables

Velocidad del rotor, ángulo del rotor, razón de amortiguamiento, potencia.

1.10 Métodos

1. Este estudio contempla la implementación y actualización detallada de todo el S.N.I. obtenido de los datos existentes y de estudios propuestos por las organizaciones oficiales de administración y control técnico.
2. Modelación y simulación del S.N.I. a través del software Power Factory DigSilent.
3. Análisis Modal para la estabilidad de pequeña señal.

1.11 Tareas

- Actualizar el Sistema Eléctrico Ecuatoriano con la proyección de sus elementos para año de análisis 2020.
- Recopilación de información de la planificación del sector eléctrico ecuatoriano basado en los planes de expansión del sistema. (CONELEC 2009-2020)
- Actualización de los diagramas unifilares con la información recopilada.
- Actualización de los nuevos generadores y sus sistemas de control.
- Actualización de las líneas de transmisión relacionadas con los nuevos proyectos.

- Elaboración de bases de datos con la nueva información
- Flujos de potencia en los diferentes escenarios: Lluvioso, Estiaje, máxima, media y punta.
- Análisis de estabilidad propuesto.
- Identificación de puntos vulnerables del sistema eléctrico y recomendaciones.

1.12 Justificación

El proceso de cambio en la topología del Sistema Nacional Interconectado, los estudios de expansión realizados por los organismos de control y administración del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano (M.E.M.), los planes de expansión e inversión en generación y transmisión, proponen un tema muy interesante, los estudios eléctricos a mediano y largo plazo; en donde se incluyan estudios de estabilidad transitoria y dinámica; es así que a través de este trabajo de tesis se propone una pequeña parte de estos estudios al realizar el análisis de estabilidad dinámica (estabilidad de pequeña señal) del S.N.I. proyectado a su situación topológica para el año 2020.

1.13 Viabilidad

Este proyecto de tesis es viable debido al momento crucial que está viviendo el país y el sistema eléctrico nacional, al presentarse la construcción de proyectos de generación “emblemáticos”, los cuales cambiarán el escenario energético en el corto y largo plazo. Los nuevos proyectos exigen preparación especializada en los temas de estabilidad y seguridad de sistemas eléctricos, por lo que el presente estudio es un enfoque inicial para el desarrollo de posteriores análisis, así como su aporte coincide con el momento eléctrico de inversión en el país y el desarrollo energético y las perspectivas futuras que se presentarán conforme los planes de expansión propuestos por las entidades regentes del sector eléctrico del Ecuador.



CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR

2.1 Introducción

La vida del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador (S.N.I.) se remonta a cerca de 50 años, cuando en 1961 se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), Este organismo fue el ente estatal al que se le delega la administración técnica, planificación, operación y mantenimiento de la totalidad de las empresas eléctricas del sistema eléctrico ecuatoriano, conformado por empresas distribuidoras, de generación y transmisión.

En el año de 1996 se promulga la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en el Ecuador, con lo cual se inició el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL-1961); con su liquidación financiera se creó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) como ente de supervisión, control y regulación del Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador.

El nuevo modelo de mercado eléctrico tomado como referencia para el manejo económico y de administración técnica del sector eléctrico ecuatoriano se basó en los modelos de los mercados eléctricos internacionales tales como el mercado eléctrico inglés; con su metodología del “Pool” (generación y transmisión separadas) basado en oferta de energía y contratos a plazo y fijos y en el mercado eléctrico de Chile, por el valor agregado de distribución VAD, en el que el precio final de la energía incluye los costos de producción de generación, transmisión y distribución. Se creó así en el Ecuador, un modelo de mercado eléctrico competitivo y desregulado denominado Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

A partir del 1 de abril de 1999, por resolución del Directorio del CONELEC, inicia el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, conformado por empresas de generación, transmisión y distribución, este mercado tiene como su administrador técnico y comercial a la Corporación Centro de Control de Energía(CENACE),

organización técnica que opera el sistema eléctrico ecuatoriano, teniendo entre otras facultades, el despacho económico horario centralizado de las unidades generadoras del S.N.I., en función de costos variables, liquidando a su vez las transacciones de compra-venta de energía eléctrica en base a contratos establecidos entre generadoras, distribuidoras y grandes consumidores así como también un precio ocasional o “spot” para el mercado ocasional, establecido en base al modelo de costo marginal de corto plazo. Este modelo duraría cerca de 10 años en el país.

Así también se crearon nuevas empresas eléctricas regidas de conformidad a la Ley de Compañías, las cuales podrían tener participación estatal y privada para el manejo de los activos (y pasivos también) de las empresas de generación, transmisión y distribución del sistema eléctrico ecuatoriano (Fondo de Solidaridad) que de un manejo estatal (INECEL), se trasformó en un mercado vertical de electricidad (mercado regulado), en el cual se alienta a través de incentivos fiscales a la inversión privada y a la competitividad en todos los sectores de la cadena de electricidad, creándose empresas privadas, sociedades anónimas y de economía mixta para que provean los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización.

A mediados de 2008 la Asamblea Nacional Constituyente introduce reformas a la LRSE promulgando el Mandato Constituyente No. 15, a través del cual se establecen varios lineamientos para una serie de cambios profundos en el manejo del sector eléctrico, determinando entre otras cosas que las inversiones en generación, transmisión y distribución pasaran a ser cubiertas obligatoriamente por el Presupuesto General del Estado, por lo que las inversiones en cada segmento eléctrico serán cubiertas por el Ministerio de Finanzas, con lo que se regresa así a una estatización del sector eléctrico ecuatoriano.

El Ecuador se encuentra inmerso en un cambio de su matriz energética (producción y consumo), debido al incremento de su demanda con la inclusión de nuevas tecnologías (proyectos industriales y de transporte, cocinas de inducción, calentadores eficientes, etc.) y su necesidad de satisfacerla y aportar así al desarrollo y crecimiento continuo de la economía y producción en el país; la política de abastecimiento y manejo de la energía se orienta hacia la inversión en nuevas fuentes de generación a través de energía limpia, como son las centrales hidroeléctricas y otras fuentes de energía alternativa y renovable; este cambio en la matriz energética encamina al País hacia el uso de nuevas fuentes de generación y el desplazamiento en la utilización de generación térmica con combustibles fósiles.

Para poder satisfacer esta creciente demanda, el sistema eléctrico ecuatoriano se ha ido fortaleciendo durante los últimos años formando un sistema eléctrico de potencia complejo. Una solución implementada en el corto plazo fue la interconexión con los países vecinos, lo que supuso ahondar en la investigación de temas más profundos en el campo de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) y en estudios más especializados sobre la dinámica y estabilidad de los mismos, así como proponer y mantener nuevas políticas en el planeamiento y la operación del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) conjuntamente con los países involucrados en las interconexiones.

La expansión de la generación actual, a través de nuevas fuentes de energía eficiente y renovable en el S.N.I. y el hecho de que estas se encuentren alejadas de los grandes centros de consumo, hace que sea indispensable el planeamiento y la implementación de nuevas líneas de transmisión vinculadas, las cuales deberán transportar toda la nueva capacidad instalada a través de grandes distancias conforme lo permita la geografía existente en el Ecuador.

El cambio topológico de la red existente en el S.N.I. y la inclusión de nuevas fuentes de generación mejorarán las condiciones de seguridad de la operación del sistema así conformado, sin embargo se plantea la necesidad de realizar un estudio en donde se analice el impacto que estos cambios producirían en el funcionamiento global del sistema en condiciones de contingencias y su respuesta dinámica a oscilaciones de potencia y de estabilidad del mismo.

El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) ha desarrollado los planes de expansión para la generación así como la aprobación del plan de expansión para la transmisión con un horizonte de planificación de largo plazo (10 años): Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 (PME-2009-2020), en el cual se encuentran las justificaciones energéticas para la construcción de nuevos proyectos y centrales hidroeléctricas tales como Coca Codo Sinclair, Toachi Pilatón, Sopladora, Ocaña (actualmente en operación), Baba, Minas San Francisco, Tigre, Cardenillo, entre otras; y el reforzamiento y expansión del anillo interconectado del Ecuador a una tensión de 500 kV, eje que conformará el callejón energético para la integración regional de los países andinos.

El incremento de generación en un sistema de potencia, permite disminuir los problemas de estabilidad causados por las restricciones de la transmisión (oscilaciones de potencia, voltaje y frecuencia), pero también se producen los efectos de oscilaciones locales, entre centrales y oscilaciones interárea. También, al tener una nueva topología de transmisión con niveles de tensión y flujos de potencia más altos, se hace necesario analizar el impacto de todas las probables fallas, principalmente las trifásicas en este nuevo sistema formado. El análisis de estabilidad de pequeña señal propuesto identificará los problemas e inconvenientes potenciales debidos a la expansión en el nivel de tensión de transporte y el ingreso de nuevos

generadores y por ende determinará si es necesario o no la implementación de nuevos recursos estabilizantes en el S.N.I.

El análisis de estabilidad propuesto en la investigación comprende la estabilidad de ángulo del rotor, en la que estudios dinámicos de respuesta al escalón formarán la parte medular de este trabajo, esto será realizado para todo el S.N.I. para el horizonte de tiempo solo del año 2020, se incluirán aquí las interconexiones internacionales y se verificará los aportes que puedan obtenerse de la conexión o desconexión de los Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS, por sus siglas en inglés) existentes en el sistema de potencia.

Los recursos estabilizantes serán propuestos en este trabajo de acuerdo a los resultados que se obtengan al simular el S.N.I. incluyendo el plan de expansión para generación y transmisión para el año 2020 dado por el CONELEC [1]. Se utilizará en lo posible datos del Sistema Nacional Interconectado proporcionados por las instituciones de administración técnica del Mercado Eléctrico Ecuatoriano como el CENACE y de operación de la red de transmisión CELEC-TRANSELECTRIC. Para elaborar el análisis de estabilidad con el software Power Factory-DigSilent, los datos para los generadores y elementos de control, como reguladores, se obtendrán de la bibliografía e información técnica existente (manuales de fabricantes y normas IEEE) en el caso de no tener acceso para los generadores existentes.

2.2 Estructura del Sistema Nacional Interconectado

Actualmente el sector eléctrico del Ecuador se encuentra, por Ley, conformado bajo la siguiente estructura: El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC); el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE); Empresas de Distribución, las cuales, están encargadas de la distribución y comercialización al usuario final del servicio de energía eléctrica; empresas de generación, las cuales son las encargadas de aportar

con la potencia suficiente para abastecer la demanda nacional, y por último, la empresa encargada de la transmisión por parte de Transelectric. También existen empresas privadas de generación, autogeneradores y consumidores industriales, considerados como Grades consumidores.

2.2.1 Empresas distribuidoras

Por disposición del Mandato Constituyente No. 15 el servicio de distribución de energía eléctrica fue concesionado a 10 empresas eléctricas de distribución, que se fusionaron con el nombre de Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) y está constituida y agrupadas en Gerencias Regionales, siendo éstas: Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A., Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A., Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A., Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A., Empresa Eléctrica Los Ríos C.A., Empresa Eléctrica Milagro C.A., Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A., Empresa Eléctrica El Oro S.A., Empresa Eléctrica Bolívar, y Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A. Además existen nueve empresas eléctricas que debido a su eficiencia y excelentes indicadores de gestión continúan prestando los servicios de distribución sin pertenecer al grupo estatal de distribuidoras, además se tiene a la Unidad Eléctrica de Guayaquil.

En la Tabla No. 2. 1, se muestra la división de las empresas de Distribución en el Ecuador.

Tabla No. 2. 1: CONFORMACION DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL ECUADOR.
Fuente: Estadísticas del Sector Eléctrico CONELEC 2010

Grupo	Empresa	Clientes finales
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	54.285
	CNEL-El Oro	204.472
	CNEL-Esmeraldas	115.079
	CNEL-Guayas Los Ríos	277.358
	CNEL-Los Ríos	97.038
	CNEL-Manabí	291.434
	CNEL-Milagro	134.256
	CNEL-Santa Elena	103.962
	CNEL-Santo Domingo	152.303
	CNEL-Sucumbios	67.738
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	218.923
	E.E. Azogues	32.140
	E.E. Centro Sur	312.611
	E.E. Cotopaxi	105.969
	E.E. Galápagos	8.745
	E.E. Norte	207.372
	E.E. Quito	888.773
	E.E. Riobamba	152.030
	E.E. Sur	164.539
	Electrica de Guayaquil	600.565
TOTAL PAIS:		4.189.592

Estas empresas deberán prestar los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica durante el plazo que establece la LRSE para sus contratos de concesión, deberán cumplir las normas que garanticen la eficiencia en la atención a los clientes de cada unidad eléctrica constituida.

Cada empresa de distribución realiza su planificación en base a la demanda proyectada en las barras de subestación y a sus planes individuales de expansión, a continuación se especifica el papel de cada distribuidora y su relación con la demanda individual proyectada.

2.2.2 Distribución y demanda

Las empresas distribuidoras tienen la responsabilidad de asegurar la disponibilidad de energía y así satisfacer la demanda de los abonados adscritos a su zona de concesión según la LRSE vigente. Estas empresas tienen la obligatoriedad de comprar la energía en contratos a plazo para cubrir al menos el 70% de su demanda anual. Actualmente a través de la CNEL, los contratos se realizan en su totalidad mediante el nuevo modelo implantado a través del Mandato Constituyente No. 15, Art. 1.

Las distribuidoras establecen y presentan las proyecciones de demanda correspondientes a su área de concesión por cada subestación de su sistema y el total para cada empresa. Con los datos reportados y las tendencias del comportamiento del mercado, se obtiene una actualización de la proyección de la demanda para el periodo de análisis.

La evolución del MEM, en cuanto al crecimiento de demanda de energía y potencia, tiene una estrecha relación con el incremento sustancial en las costumbres, usos y necesidades de los consumidores finales de electricidad en el país (residencial, comercial e industrial). Para mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda se deberán de planificar la suficiente generación eléctrica con las suficientes reservas de potencia y energía capaz de abastecer la demanda así como de brindar las condiciones de calidad y seguridad en el sistema eléctrico del Ecuador.

Los niveles de reserva de energía ofertados han sido insuficientes en comparación con la tasa de crecimiento de la demanda(Figura No. 2. 1), evidenciando una gran diferencia de cerca de 100 MWh anuales, atenuado muchas veces por políticas de ahorro de energía y cubierto parcialmente mediante el uso de plantas térmicas y la importación de energía. El déficit es más energético que de potencia instalada, se

suma a ello los constantes mantenimientos de un parque termoeléctrico obsoleto, con unidades que se mantienen operativas muy pocas horas.

En la última década ha existido un crecimiento sustancial de los sistemas de distribución, abasteciendo requerimientos de los usuarios finales, inserción de cargas especiales y cambios operativos, crecimiento del parque industrial de las ciudades más grandes del Ecuador, así como de otras ciudades que han tenido un progreso significativo en sus actividades económicas lo que ha cambiado la matriz energética. Para ello, la siguiente figura muestra los porcentajes de crecimiento de demanda a nivel de barras de subestación.

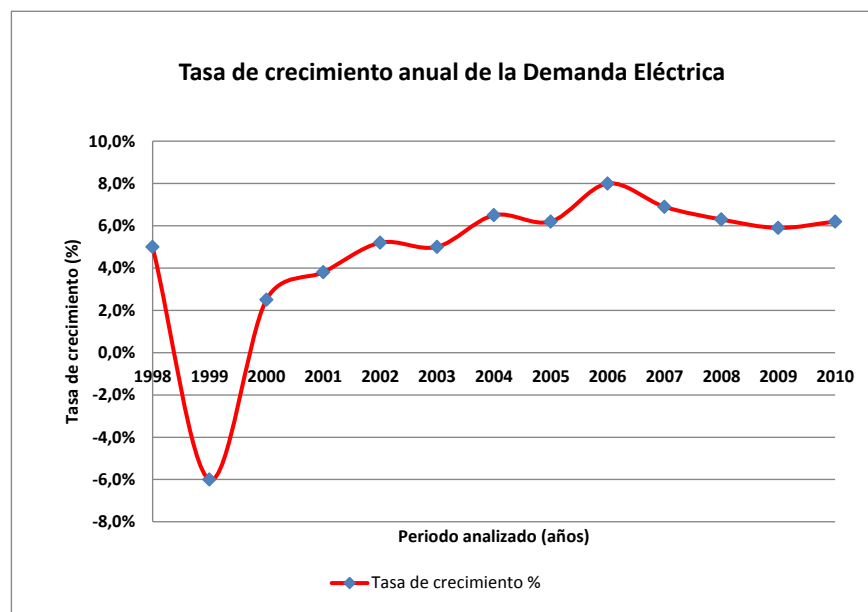


Figura No. 2. 1: TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA DEL ECUADOR.
Fuente: Estadísticas del Sector Eléctrico del Ecuador, 2010.

De la Figura No. 2. 1 tomada de la estadística eléctrica del año 2010, se puede observar que ha existido un crecimiento anual promedio en la demanda de energía del 6,28 %, donde se incluyen valores del consumo a nivel nacional, grandes consumidores y consumos propios de las empresas de autogeneración.

Debido a la recesión ocurrida en el año 1999 provocada por la crisis bancaria, las inversiones dentro del territorio nacional (productividad y construcción), en especial la del sector eléctrico se vieron afectadas, por lo que la disminución en la demanda fue notoria, teniendo un índice negativo de crecimiento de -6 % como se lo puede observar en la Figura No. 2. 1.

El consumo de energía para el año 2010 se distribuyó de la siguiente manera: 4.384 GWh (34,85%) para el sector residencial; 2.438 GWh (19,38%) para el sector comercial; 3.880 GWh (30,89%) para el sector industrial; 806 GWh (6,41%) en alumbrado público, y 1.073 GWh (8,48%) para otros consumos. [1]

Según el Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009-2020 [1], para el análisis de proyección de demanda se consideran 3 escenarios de crecimiento: menor, medio y mayor, basados en el crecimiento del PIB, precios de la energía y cobertura del servicio eléctrico a alcanzar.

Para el período comprendido entre 2009 a 2020 se prevé un crecimiento en la demanda respecto de años anteriores con los siguientes valores porcentuales: residencial 8,8 %, comercial 6,7 %, industrial 7,9%, alumbrado público y otras cargas en 3,5%, tal como se puede ver en la Tabla No. 2.2.

.

Tabla No. 2. 2: CRECIMIENTO TENDENCIAL EN LA DEMANDA PARA EL PERIODO 2009-2020.Fuente: Estadísticas del Sector Eléctrico CONELEC 2010

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público y Otros	Total
2009	4.690	2.649	4.148	1.906	13.393
2010	5.048	2.891	4.845	2.024	14.808
2011	5.401	3.148	5.838	2.114	16.502
2012	5.742	3.412	6.264	2.196	17.614
2013	6.065	3.672	6.667	2.272	18.676
2014	6.381	3.921	7.039	2.345	19.686
2015	7.166	4.160	7.593	2.417	21.335
2016	8.268	4.402	7.954	2.489	23.113
2017	9.317	4.648	8.333	2.564	24.862
2018	10.355	4.897	8.712	2.640	26.604
2019	11.213	5.151	9.120	2.717	28.201
2020	11.860	5.411	9.564	2.795	29.629
Participación el 2020	40%	18%	32%	9%	100%
Crecimiento 2009-2020	8,8%	6,7%	7,9%	3,5%	7,5%

Para satisfacer la demanda futura se han creado planes de aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles, mediante la ejecución de grandes y ambiciosos proyectos hidroeléctricos y de fuentes de energía renovable (4.662 MW hasta el 2020) El Plan Maestro de Electrificación exige su cumplimiento obligatorio por parte de los agentes del MEM así como el empoderamiento de los lineamientos hacia un sistema sustentable, orientándoles así a garantizar el abastecimiento de la demanda, sin descuidar el planeamiento de otras áreas como transmisión y distribución, necesarias; para satisfacer la demanda futura de los consumidores.

Las nuevas políticas del sector eléctrico basadas en los lineamientos del Mandato Constituyente No. 15 impulsan el sector de la distribución mediante la inversión estatal en planes de electrificación residencial rural y mejoras en el sector urbano, lo cual implica un crecimiento en la demanda que deberá ser cubierto por las fuentes de generación existente y proyectada. La planificación de la expansión de los sistemas de

distribución para atender la demanda creciente, cumpliendo con los requerimientos de calidad de servicio, serán realizados por las empresas de distribución y comercialización (CNEL) para un horizonte de 10 años, cumpliendo así con el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad (RSSE).

Las nuevas fuentes de energía (predominantemente hidroeléctricas), tales como los nuevos proyectos en ejecución (Baba, Villonaco, Sopladora, Toachi Pilatón, Coca Codo Sinclair, entre los públicos; y, San José del Tambo, Sigchos, San José de Minas, Apaquí, Pilaló 3 y Angamarca entre los privados) y los proyectos concesionados (Baltra, Victoria, Topo y Machala), permitirán al país soportar este crecimiento acelerado en la demanda de potencia y energía, por lo que, para garantizar la operatividad eficiente del sistema eléctrico con adecuados niveles de reserva y firmeza en el sistema se hace necesario realizar estudios eléctricos para los años de proyección y determinar así, la seguridad del sistema cuando éstos se encuentren en operación.

2.2.3 Generación

En base a las disposiciones emitidas por el Mandato Constituyente No. 15 se crea la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) con la finalidad de fusionar las empresas de generación pertenecientes al Fondo de Solidaridad y cuyo paquete accionario era mayoritario, con el fin de incentivar la entrada de nuevos proyectos para el mejoramiento de la eficiencia, la optimización de recursos y la aplicación de mejores prácticas administrativas, financieras y técnicas.

Las empresas de generación fusionadas fueron: HidroPaute, ElectroGuayas, TermoPichincha, TermoEsmeraldas e HidroAgoyan y la trasmisora Transelectric; que ahora constituyen Unidades Estratégicas de Negocio de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC E.P.). Esta fusión se llevó a cabo en el 2009, y su misión es la de

generar energía eléctrica a menor costo, de manera confiable y con la calidad especificada en la Ley.

La Corporación Eléctrica del Ecuador asume todos los derechos y obligaciones de las compañías que se fusionan. El capital inicial de esta empresa está conformado por el patrimonio registrado de las compañías CELEC S.A. (creada en 2007) e Hidronación S.A. En la Tabla No. 2.3 se observa la conformación de las empresas de generación exclusivamente, su potencia efectiva y su ubicación, no se muestra la generación de las distribuidoras, autogeneradores y empresas privadas.

A diciembre de 2010, Ecuador poseía una capacidad de generación nominal instalada en el SNI de 5.143 MW, con una potencia efectiva de 4.761 MW donde se incluía la generación de las distribuidoras, autogeneradoras y la potencia no incorporada al S.N.I. como del sector petrolero y empresas eléctricas de Sucumbíos y Galápagos. Se excluye la capacidad de interconexión con Perú y Colombia. De la capacidad efectiva instalada a nivel nacional, 2.215,19 MW (41,9%) corresponden a centrales hidroeléctricas, 2.544 MW (48,12%) a térmicas, 525 MW (9,93%) a interconexiones y 2,06 MW (0,05%) a potencia eólica y fotovoltaica. En la Figura No. 2. 2 se muestra el aporte porcentual de generación por tipo de tecnología.

Para proporcionar firmeza de energía al sistema eléctrico y brindar la calidad requerida al usuario final, es necesario el ingreso y la operación de centrales térmicas la cual es variable dependiendo de la disponibilidad de las unidades, cuya obsolescencia determina su ingreso al sistema ya que sus periodos de mantenimiento son constantes e impredecibles, dependiendo también de la disponibilidad de los combustibles con los que operan; por lo que se espera que estas sean desplazadas en un futuro cercano por fuentes de energía más eficiente.

Tabla No. 2. 3: CONFORMACIÓN DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN EN EL ECUADOR.
Fuente: Estadísticas del Sector Eléctrico CONELEC 2010

Grupo	Empresa	Tipo	Provincia	Potencia (MW)
CELEC EP	CELEC-Unidad de negocio Electroguayas	Térmica	Guayas	516.00
		Térmica	Santa Elena	90.10
	CELEC-Unidad de negocio Hidroagoyán	Hidráulica	Tungurahua	226.00
	CELEC-Unidad de negocio Hidropaute	Hidráulica	Azuay	1263.26
	CELEC-Unidad de negocio Termoesmeraldas	Térmica	Esmeraldas	131.00
	CELEC-Unidad de negocio Termopichincha	Térmica	Guayas	3.58
			Orellana	18.00
			Sucumbios	10.00
			Esmeraldas	5.80
			Guayas	42.06
			Los Ríos	100.00
			Manabí	68.20
			Pichincha	67.80
			Santa Elena	40.00
	CELEC-Unidad de negocio Termogas Machala	Térmica	El Oro	128.50
Generadoras	Elecaustro	Hidráulica	Azuay	38.43
	Electroquil	Hidráulica	Azuay	17.20
	Electroquil	Térmica	Guayas	181.00
	EMAAP-Q	Hidráulica	Pichincha	22.94
	Eolisa	Eólica	Galápagos	2.40
	Generoca	Térmica	Guayas	34.33
	Hidronación	Hidráulica	Guayas	213.00
	Hidropastaza	Hidráulica	Los Ríos	212.60
	Hidrosibimbe	Hidráulica	Los Ríos	14.50
			Pichincha	1.93
	Intervis Trade	Térmica	Guayas	102.00
	Termoguayas	Térmica	Guayas	120.00
Total de generacion efectiva:				3670.63

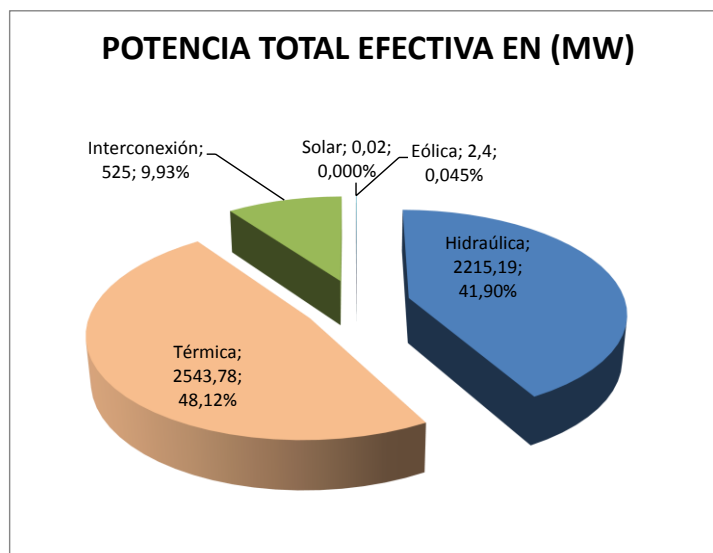


Figura No. 2. 2: POTENCIA EFECTIVA INSTALADA A DICIEMBRE DE 2010.
Fuente: Plan Maestro de Electrificación CONELEC 2009-2020.

Los mantenimientos de estas unidades generadoras se realiza generalmente en la época lluviosa que comprende los meses de abril-septiembre, mientras que su disponibilidad deberá estar asegurada para el periodo de estiaje que comprende los meses entre octubre-marzo. El despacho económico viene determinado por los costos variables de dichas centrales, lo que encarece la operación del S.N.I. más aún si éstas participan en la generación forzada en determinadas zonas vulnerables del sistema eléctrico ecuatoriano.

De la Figura No. 2. 2 se tiene que el parque generador hidroeléctrico está básicamente constituido por seis centrales que son: Paute (1.075 MW), San Francisco (230 MW), Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW), Mazar (170 MW) y Pucará (73 MW). La Central Hidroeléctrica Paute siendo la de mayor potencia instalada posee únicamente regulación semanal a través de su embalse Amaluza, lo que provoca dificultades de disponibilidad de energía firme en el sistema debido a su régimen de hidrología perteneciente a la vertiente del Amazonas, la cual tiene su periodo de estiaje entre octubre y marzo de cada año. Con la construcción del embalse de Mazar, de regulación mensual, que forma parte del proyecto hidroeléctrico Mazar permite a HidroPaute asegurar la potencia firme requerida en el sistema. Por otro lado, el embalse de la central Marcel Laniado permite optimizar el manejo de los embalses Mazar y Amaluza. Las centrales de régimen Amazónico, como Paute, Mazar, Agoyán, Pucará, San Francisco constituyen el 85% de la capacidad instalada existente en el S.N.I.

En la Tabla 1 del Anexo 1 del Capítulo 2, se puede observar de manera detallada todas las centrales hidráulicas y térmicas que forman parte del Sistema Nacional Interconectado a Diciembre de 2010, así como su capacidad instalada y efectiva. Algunas centrales fueron recientemente incorporadas al S.N.I., estas iniciaron su aporte desde el año 2002 hasta la fecha y se detallan en la Tabla 2 del Anexo 1, con

una potencia nueva instalada en el S.N.I. de 1.350 MW, más los 170 MW de la última central en ingresar, Mazar; con lo que sumado a lo disponible en potencia existente instalada hasta 2010, se tiene un total de 4.880 MW nominales únicamente para la generación conectada al SNI.

De acuerdo al Plan de Expansión de Generación 2009-2020, en la Tabla 3 del Anexo 1 se presenta las centrales de generación hidroeléctrica, térmica, eólica que se encuentran en construcción así como el probable año de su ingreso en operación.

2.2.4 Transmisión

El transmisor es el encargado de transferir la energía eléctrica generada por las empresas de generación hacia los centros de consumo, a través del Sistema Nacional de Transmisión (SNT). Su obligación es la de ampliar su sistema basado en los estudios previos que tengan la aprobación del CONELEC.

Conforme a la normativa vigente, la prestación del servicio público de transmisión la realiza la empresa propietaria de los activos del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), Transelectric, la misma que se crea el 1 de abril de 1999 luego de que la vida jurídica de INECEL concluyera. A partir de esa fecha la empresa de transmisión inició sus actividades de planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento del SNT [1]. En febrero de 2009, se creó la empresa pública estratégica CELEC EP la misma que está conformada por Unidades Estratégicas de Negocio, entre ellas 5 empresas generadoras y la empresa de transmisión, Transelectric.

La transmisión de la energía eléctrica se la realiza bajo el régimen de exclusividad regulada por tratarse de una única empresa nacional de transmisión y por formar un monopolio natural, respetando el libre acceso a la capacidad de transmisión y transformación a Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores a través del correspondiente pago del peaje por uso de la red. El transmisor no puede

comercializar energía eléctrica y realiza su actividad sujetándose a la normativa vigente en la LRSE y los respectivos Procedimientos y Regulaciones de Despacho y Operación del MEM. La empresa de transmisión no puede realizar actividades de: Generación, distribución o comercialización, compra de energía directa a los generadores, venta de energía eléctrica a distribuidores y usuarios finales y ofrecer beneficios de acceso a la red a los agentes del MEM.

El Transmisor tiene la obligación de expandir el sistema en base a una planificación preparada anualmente y con un horizonte de 10 años. Este plan es aprobado por el CONELEC y tiene como objetivo atender el crecimiento de la demanda del S.N.I. con calidad, seguridad y confiabilidad conforme a la normativa vigente [1].

En la Figura No. 2. 3, proyectado al año 2020, se observa la creación de nuevas fuentes de generación eléctrica como: Toachi-Pilatón, Coca Codo Sinclair, Sopladora, Cardenillo, etc., la ampliación del sistema de transmisión y del nuevo sistema a 500 kV

En las Tablas 4 y 5 del Anexo 1, se presenta el sistema nacional de transmisión del Ecuador, a 2010, donde se detallan las líneas a 230 kV y 138 kV.

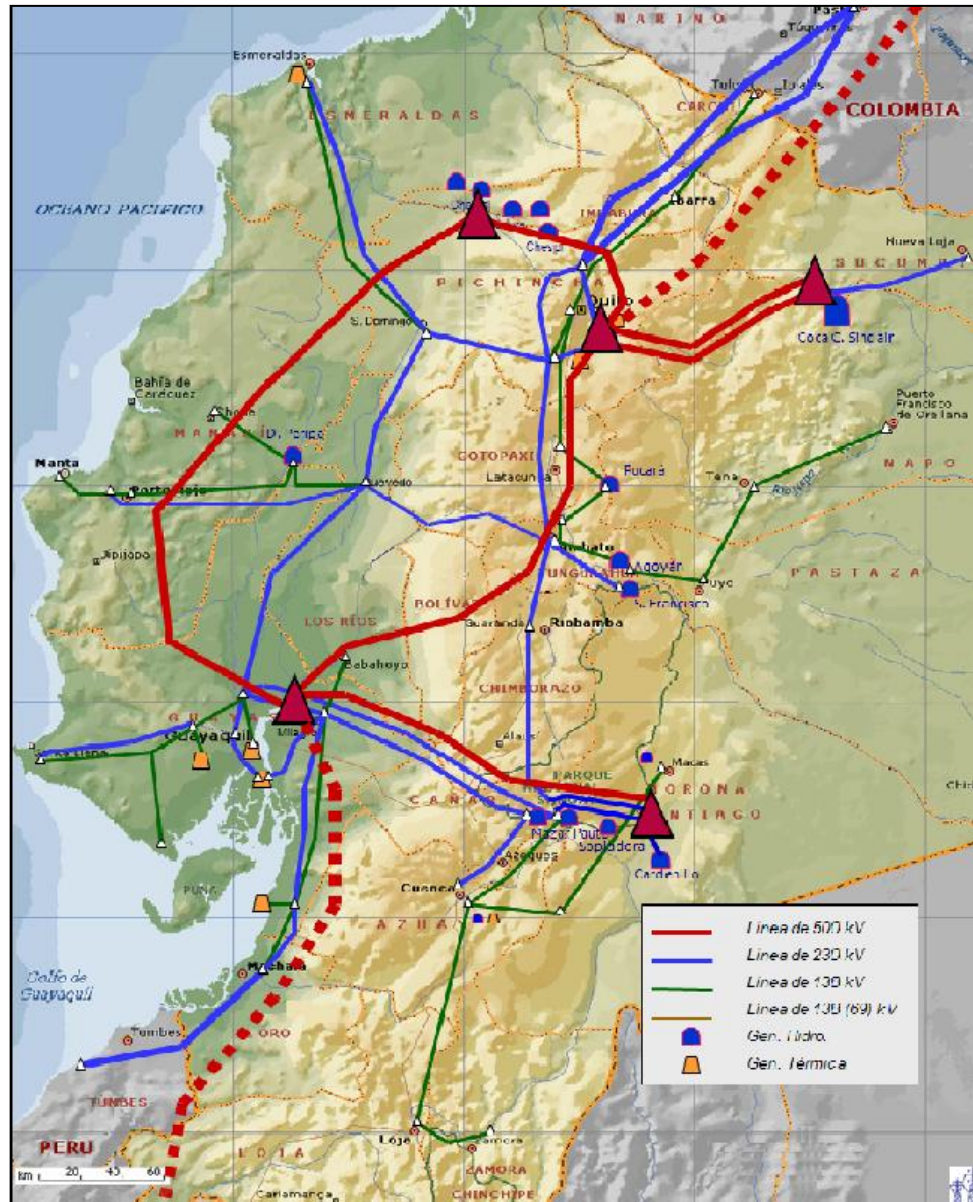


Figura No. 2. 3: SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AL 2020, INCLUYELINEAS A 500 kV.
FUENTE: Cortesía de CELEC EP.

2.3 Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

Para estudios de planificación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado del Ecuador (SNI), se lo divide en 6 (seis) zonas eléctricas, dentro de las cuales se encuentra tanto la generación, transmisión y distribución relacionada. Estas zonas son:

Zona Quito: Comprende las subestaciones de Santa Rosa, Pomasqui y Vicentina y, en un futuro las subestaciones de El Inga y Baeza, donde se conectarán los futuros proyectos de Coca Codo Sinclair y Quijos Baeza, respectivamente.

Zona Santa Rosa-Totoras: Comprende las subestaciones de Santa Rosa, Mulaló, Ambato, Riobamba, Ibarra, Tulcán, Totoras, Pucará, Agoyán, Baños, Puyo, Tena, Lago Agrio, y en la cual se ubicarán los futuros proyectos de generación tales como: Topo y Jondachi.

Zona Santo Domingo-Quevedo: Conformada por las subestaciones de Esmeraldas, Santo Domingo, Quevedo, Daule-Peripa, San Gregorio, Manta y Portoviejo. En esta zona se conectarán los futuros proyectos de Toachi Pilatón y Baba, así como la repotenciación de la Central Térmica de Esmeraldas.

Zona Pascuales: Conformada básicamente por la demanda de Guayaquil, se compone entre otras de las subestaciones de Emelgur, Pascuales, Electroquil, Nueva Prosperina y Santa Elena. Para la zona de Guayaquil se construirá la subestación de Yaguachi la misma que proporcionara de servicio a las zonas de Pascuales y Salitral cuando se construya la línea de 500 kV y esta sea alimentada desde Coca Codo Sinclair (El Inga) y Sopladora, conforme lo indicado en el PME 2009-2020 [1].

Zona Molino-Milagro: Comprende las subestaciones de Molino, Zhoray, Babahoyo, Milagro, Machala, Cuenca, Azogues, Macas y Loja. Aquí entrarán en operación las centrales hidroeléctricas de Sopladora con una línea a 500 kV hasta la subestación de Yaguachi; las centrales de Cardenillo, Minas-La Unión, Ocaña, Soldados, Yanuncay, Chorrillos, Villadora y actualmente Mazar, así como la nueva central térmica de Machala Power [1].

Zona Salitral: Conformada por las subestaciones de Salitral, Trinitaria, Caraguay y Esclusas.

El ingreso de nuevas fuentes de generación conlleva la construcción de líneas de transmisión asociadas a estos proyectos, mismas que deberán cumplir criterios de seguridad para transportar toda la potencia generada hacia los grandes centros de consumo ubicados en las zonas eléctricas antes descritas.

La ampliación en el sistema nacional de transmisión está asociada a la construcción de los nuevos centros de generación, por lo que conforme a los planes de expansión, su construcción deberá estar lista con anterioridad para que estos nuevos proyectos ingresen a aportar su potencia al sistema eléctrico nacional.

La proyección de un sistema de transmisión a 500 kV inicia una nueva era en el S.N.I. del Ecuador que implica la realización de estudios en el manejo de un nivel diferente de voltaje en el sistema. Estos circuitos principalmente unirán a los grandes proyectos de Sopladora y Coca Codo Sinclair con las subestaciones planificadas de El Inga, Yaguachi y Sopladora hacia el centro industrial de consumo ubicado en Guayaquil [2], y conforme el avance de los estudios, permitir la exportación de energía a través del corredor energético andino hacia Trujillo en Perú, Figura No. 2. 3.

En una primera etapa estos circuitos diseñados para 500 kV operarán a 230 kV hasta que se encuentren listos los proyectos de generación planificados.

En la Figura 1 del Anexo 1 se detalla los diagramas unilineales del actual SNT y las últimas instalaciones de transmisión que entraron en operación hasta finales de 2010. Por otro lado, en la Tabla 6 del Anexo 1 se muestra la planificación de la transmisión correspondiente al periodo 2010-2020, el listado contempla las nuevas líneas y subestaciones con el correspondiente año de ingreso [2], de igual manera, y en el mismo anexo, en la Figura 2, Anexo 1, se muestra los diagramas unilineales del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al 2020 y como estaría estructurado

el S.N.I para ese año, información con la que se ha modelado el sistema eléctrico para las simulaciones con DigSilent Power Factory.

2.3.1 Distribución geográfica y zonas operativas

Para la planificación de la transmisión y al ser el sistema nororiental un sistema aislado del S.N.I., la división geográfica del sistema de transmisión ecuatoriano está conformada por las zonas operativas descritas en el punto anterior y se las denomina conforme a su ubicación dentro del territorio nacional de la siguiente forma:

Zona Geográfica Norte: Se desagrega las subestaciones de Tena, Puyo y Lago Agrio, y se unen las zonas operativas de Quito y Santa Rosa-Totoras.

Zona Nororiental: Conformada por el sistema radial a 138 kV que alimenta a las subestaciones de Puyo, Tena y Francisco de Orellana (Coca-Lago Agrio).

Zona Noroccidental: Esta zona geográfica básicamente está conformada por la misma zona operativa de Sto. Domingo-Quevedo.

Zona Sur: Está conformada por las mismas subestaciones que la zona operativa Molino-Milagro, además de las nuevas subestaciones de Zhoray, San Idelfonso y Sinincay, en donde se conectaran al S.N.I. los proyectos de Mazar, Minas y Ocaña, respectivamente.

Zona suroccidental: Comprende las provincias de Guayas y Santa Elena representadas por las zonas operativas de Pascuales y Salitral.

La distribución geográfica de las zonas operativas puede ser observada en detalle en la Figura No. 2.5.

En la Figura No. 2. 4, se muestra el mapa eléctrico del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, en donde se puede apreciar la conformación del anillo



interconectado a 230 kV con ramales en 138 kV, así como las diversas fuentes de generación tanto de centrales térmicas como de hidroeléctricas con su respectiva capacidad instalada actualizadas al año 2010.

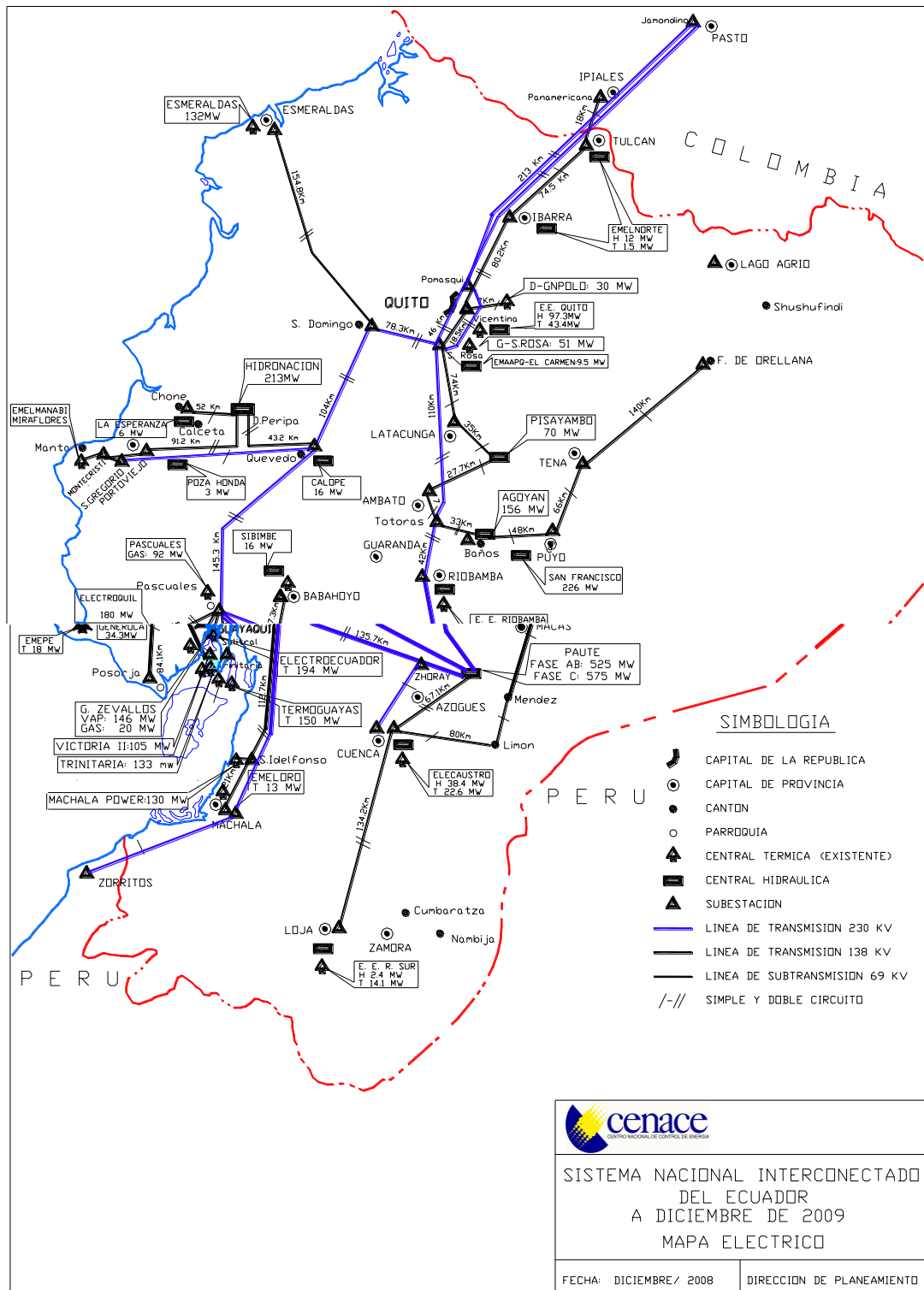


Figura No. 2. 4: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO del ECUADOR A DICIEMBRE DE 2009.
Fuente: CENACE, Plan operativo anual 2010-2011

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) está conformado por 2.003 km. de longitud de líneas a nivel de 230 kV y 1.848 km. a nivel de 138 kV (Tablas 4 y 5 del Anexo 1)

Conforme la Figura No. 2. 4 se puede apreciar que el Sistema Nacional de Transmisión consiste en un anillo de 230 kV y ramales de 138 kV. Las subestaciones poseen transformadores y autotransformadores para la interconexión entre las diferentes zonas que alimentan a la carga nacional. Una tabla con los datos de características de los autotransformadores existentes en el S.N.T y los respectivos nombres de las subestaciones que lo conforman se puede apreciar en la Tabla 7 del Anexo 1.

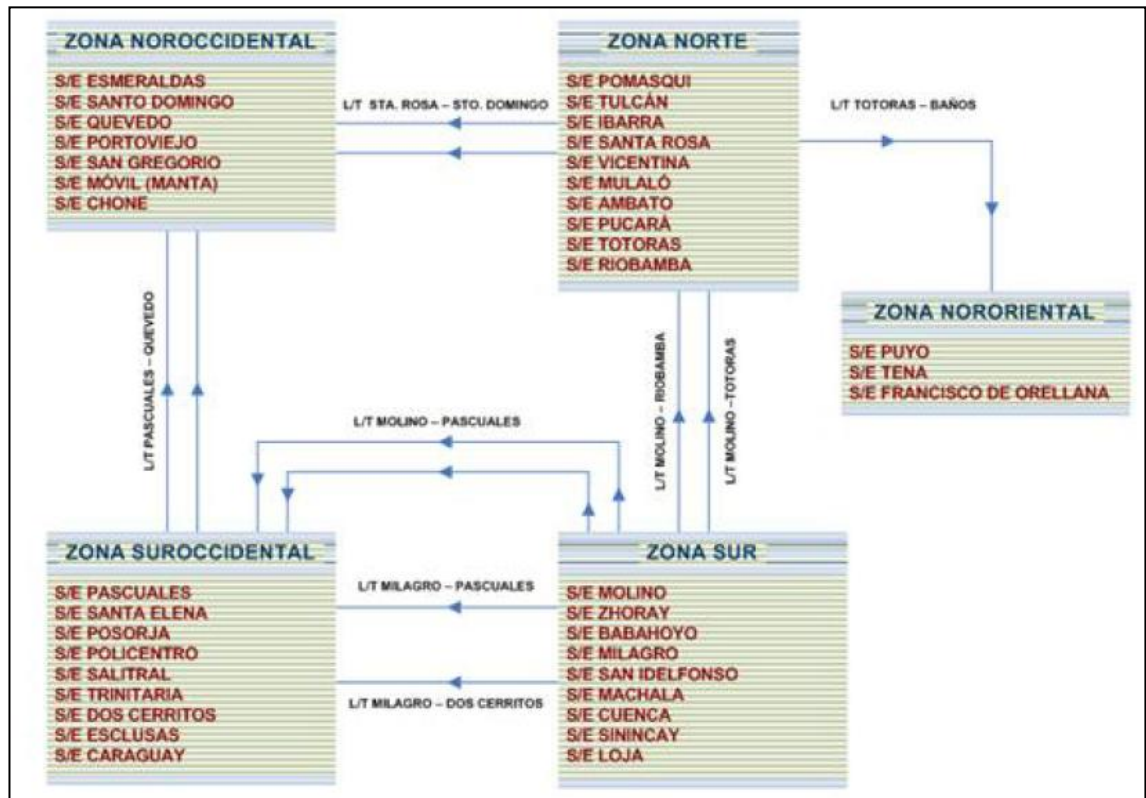


Figura No. 2. 5: DISTRIBUCIÓN GEOGRAFICA Y ZONAS OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN.

FUENTE: Plan de Expansión de Transmisión, Transelectric 2010.

2.4 Interconexiones eléctricas internacionales

Colombia y Ecuador en el año 2002 establecen acercamientos para lograr los enlaces físicos de interconexión eléctrica, y el 1 de marzo de 2003 se inicia comercialmente con las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) y la interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador, sobre la base de la Decisión 536 de la Comisión de la CAN y de la normativa de detalle emitida en cada país. En la actualidad, la capacidad de intercambio es de 500 MW. Posteriormente en el año 2005 se iniciaría con la interconexión con Perú (100 MW).

Posteriormente habrían dos documentos más relacionados con la vigencia de la *Decisión 536*; la *Decisión 720* que suspende por dos años la aplicación de la *Decisión 536* para aplicar la repartición de 50-50 en las rentas de congestión entre Ecuador y Colombia; y, la *Decisión 757* a través de la cual se incluye a Perú para la realización de las Transacciones Internacionales de Electricidad y se amplía por dos años más el Régimen Transitorio para la *Decisión 536*, es decir, hasta agosto de 2013.

En cuanto a la capacidad de transporte de las interconexiones con Colombia y Perú, a diciembre de 2010, se disponía de 650 MW nominales (525 MW efectivos), de los cuales, 500 MW efectivos se tienen a través de las dos líneas (doble circuito) de transmisión de la interconexión Ecuador-Colombia en Pomasqui-Jamondino a 230 kV, mientras para el sistema de 138 kV se tiene 40 MW (25 MW efectivos) de transferencia de potencia a través de la línea a 138 kV radial que une el sistema de la Empresa Eléctrica Regional Norte del Ecuador con el sur del sistema colombiano. Se tiene además la interconexión con el Perú a través de la línea a 230 kV Zorritos-Machala, que solo puede funcionar en forma radial y opera únicamente por

emergencia en el sistema ecuatoriano con una capacidad nominal de 100 MW pero 0 MW efectivos.

2.4.1 Interconexión con Colombia

Ésta se compone de 4 circuitos a 230 kV (dos líneas doble circuito) con una longitud de 213 km entre las subestaciones de Jamondino en Colombia (78 km, cuyo costo fue de 13,5 MMUSD) y Pomasqui en Ecuador (135,5 km, con un costo de 21,7 MMUSD). Adicional se tiene un circuito a 138 kV de 18 km entre la subestación Panamericana en Colombia y Tulcán en Ecuador, Figura No. 2. 6.

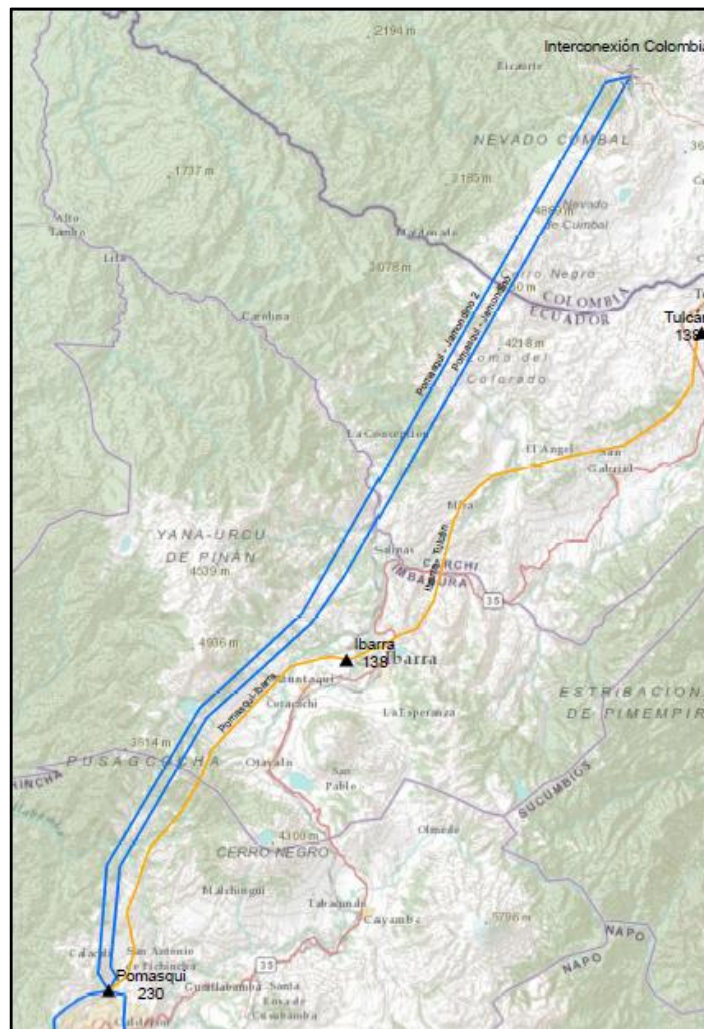


Figura No. 2. 6: DETALLE DE UBICACIÓN DE LA INTERCONEXION CON COLOMBIA.
Fuente: CONELEC 2012.

El intercambio predominante es de importación de energía eléctrica al Ecuador, cerca de 798GWh en el año 2010, lo que significa un aporte del 4 % al S.N.I. Tabla No. 2. 4.

Colombia abastece a su demanda utilizando generadores hidroeléctricos y térmicas a gas natural, teniendo por lo tanto un precio más bajo que el de Ecuador con insuficiente capacidad de generación hidroeléctrica y operación de centrales térmicas caras por el uso de combustibles fósiles importados en su mayoría.

Pocas han sido las ocasiones en las que Ecuador ha podido exportar, teniendo para el año 2010 una exportación de energía de 9,74GWh,

Tabla No. 2. 5. Cuando en Colombia existen condiciones hidrológicas adversas (como en el caso del fenómeno de El Niño) y sus precios son más altos que en Ecuador, este país importa electricidad desde Ecuador.

Tabla No. 2. 4: IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE COLOMBIA
Fuente: Informe Anual 2011 – CENACE

Importación de Electricidad desde Colombia		
País	Año	Energía Importada (GWh)
Colombia	2003	1,128.72
	2004	1,680.94
	2005	1,757.83
	2006	1,608.58
	2007	876.59
	2008	509.78
	2009	1,076.71
	2010	797.69
	2011	1,294.59

Tabla No. 2. 5: EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE ECUADOR
Fuente: Informe Anual 2011 - CENACE

Exportación de Electricidad desde Ecuador		
País	Año	Energía Exportada (GWh)
ECUADOR	2003	67.20
	2004	34.97
	2005	16.03
	2006	1.07
	2007	38.39
	2008	37.53
	2009	20.76
	2010	9.74
	2011	8.22

2.4.2 Interconexión con Perú

La interconexión Ecuador-Perú se compone de una línea de transmisión entre las subestaciones de Machala en Ecuador y Zorritos en el Perú, a un nivel de voltaje de 230 kV. Actualmente, la máxima transferencia de potencia que se efectúa por este enlace es de 55 MW en cada sentido, debido a condiciones de seguridad en los sistemas aislados de los dos países, Figura No. 2. 7.

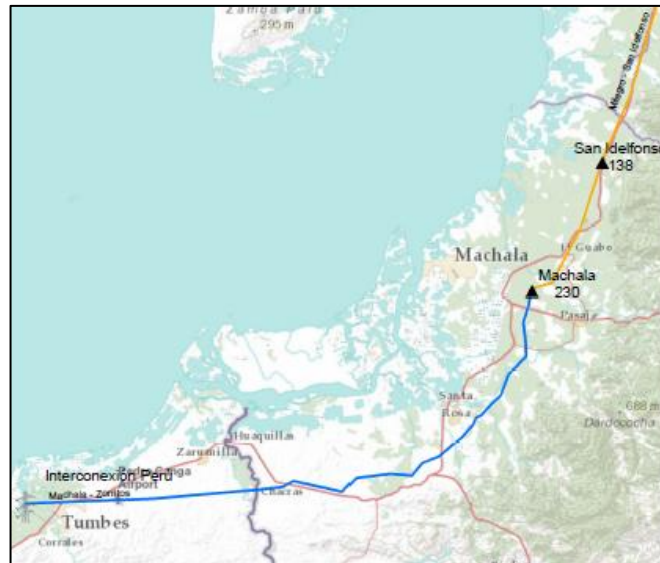


Figura No. 2. 7: DETALLE DE UBICACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN CON PERÚ.
Fuente: CONELEC 2012.

Por la crisis energética en Ecuador, que se inició en noviembre de 2009, Ecuador importó energía proveniente del Perú por una cantidad de 78,39 GWh. Las exportaciones desde Ecuador fueron de 0,53 GWh, en la que Perú se encontraba en condiciones desfavorables de abastecimiento.

Tabla No. 2. 6: IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE PERÚ
Fuente: Estadísticas del CONELEC

Importación de Electricidad desde Perú		
País	Año	Energía Importada (GWh)
PERÚ	2005	7.44
	2009	62.55
	2010	78.39
	2011	-

Tabla No. 2. 7: EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE ECUADOR
Fuente: Estadísticas del CONELEC

Exportación de Electricidad hacia Perú		
País	Año	Energía Exportada (GWh)
PERÚ	2010	0.21
	2011	5.84

Al momento no es posible la operación sincronizada de los dos sistemas debido a problemas de estabilidad, por lo que la operación se la realiza de manera aislada y en forma radial; dividiendo la carga tanto en Ecuador, en la S/E Machala (la carga pasa a formar parte del sistema peruano) o separando la carga de la parte norte de Perú con lo que parte de ese sistema pasa a formar parte del sistema eléctrico ecuatoriano, esta última condición puede darse para cuando Ecuador es el exportador.

Se encuentra aún bajo análisis y estudios la realización de una segunda etapa de interconexión que prevé la instalación de una S/E convertidora a corriente continua “back to back” y el reforzamiento de la línea Milagro-Machala en 230 kV, lo que posibilitaría la sincronización de los sistemas de Ecuador y Perú. Una tercera etapa comprende el segundo circuito de la línea Machala-Frontera-Zorritos para permitir una transferencia de hasta 250 MW [22].

El enlace internacional Ecuador-Perú ha servido para suplir necesidades inmediatas y emergentes, más que para establecer transferencias de largo plazo y con condiciones fijas de precios. En el año 2009, en condiciones de emergencia, se pudo suscribir un contrato temporal de compraventa de energía con el Perú, que consideraba a la exportación eléctrica como demanda doméstica adicional y sujeta a toda la normativa del mercado eléctrico peruano.

2.5 Conclusiones del capítulo

Se ha descrito de manera detallada la conformación del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador y su formación tanto administrativa como técnica.

La historia de la formación del Mercado Eléctrico Ecuatoriano ha sido descrita de forma histórica, desde sus inicios con la conformación del INECEL, pasando por el cambio hacia un mercado eléctrico competitivo mediante la promulgación de la LRSE, hasta la actualidad con la conformación de dos grandes corporaciones: Corporación Nacional de Electricidad-CNEL la cual está formada por las empresas distribuidoras, y la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP que la conforman las empresas de generación y la transmisora, todo esto ejecutado mediante disposición del Mandato No. 15.

Existen aún empresas tanto de distribución y de generación que actúan como sociedades anónimas dentro del Mercado Eléctrico Ecuatoriano, éstas debido a su eficiencia financiera y a sus excelentes indicadores de gestión han sido consideradas para actuar en el mercado de manera privada.

El propósito de contenido del Mandato No. 15 es el de mejorar la calidad de los servicios de electricidad en toda la cadena de suministro, generación, transmisión distribución y comercialización a través de la tutela del Estado, el cual está invirtiendo, en la actualidad en grandes proyectos de generación; habrá que esperar por los resultados en el mediano y largo plazos, a fin de que los resultados sean los esperados y planificados.

El cambio propuesto para la matriz energética del Ecuador, promueve el uso eficiente de la energía renovable, con visión hacia el uso mayoritario de este tipo de tecnología. La inversión que está aún pendiente de los proyectos renovables convencionales y no

convencionales deberá ser analizada más a profundidad, detalles que se encuentran fuera del contexto de este trabajo de tesis.

La nueva matriz de producción de electricidad, con centrales emblemáticas como Coca Codo Sinclair, Sopladora y Minas San Francisco, entre otras han sido analizadas mediante simulaciones eléctricas en este trabajo de tesis, brindan temas nuevos en la parte académica, en donde se pueden desarrollar estudios detallados que fortalecerán los aspectos investigativos y científicos de los nuevos profesionales que intenten desarrollarse en estos temas de oportunidad.

A través de una prospectiva rápida y resumida, en este primer capítulo se da a conocer la conformación actual del sistema eléctrico ecuatoriano, identificando a las empresas públicas y privadas que conforman el mercado eléctrico del Ecuador, así como los reglamentos que las rigen, su cobertura y características técnicas más importantes.

Los datos utilizados corresponden al Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, estadísticas 2010 e informes del primer semestre del 2011, valores validados por los organismos de administración y control, útiles al momento de la elaboración de este trabajo investigativo.

Los datos antes referidos son los que han sido utilizados para la modelación de la nueva red e infraestructura planificada al año 2020 en donde se realiza el análisis modal propuesto.



CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN PEQUEÑA SEÑAL DEL S.N.I.

3.1 Introducción

El presente capítulo presenta el marco teórico del análisis de la estabilidad de pequeña señal, para ello se introduce los conceptos de estabilidad en los sistemas de potencia. Se utiliza como referencia la clasificación de estabilidad utilizada por la CIGRÉ, siendo: estabilidad de frecuencia, estabilidad de voltaje y estabilidad de ángulo de rotor, donde la estabilidad de ángulo de rotor es de interés en la presente investigación, específicamente la relacionada con la estabilidad en pequeña señal. Par el estudio de estabilidad en pequeña señal se utiliza la técnica del Análisis Modal, que permite encontrar la ecuación característica del sistema de ecuaciones diferenciales linealizado, obteniéndose así los valores propios o modos de oscilación, para cada variable de estado, encontrando así términos y factores de amortiguamiento, frecuencia de oscilación y factores de participación.

Se aplica la teoría de Análisis Modal mediante y el uso del programa computacional DigSilent Power Factory para mostrar los resultados de los modos de oscilación de las variables de estado del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado del Ecuador con la topología al año 2020.

3.2 Condiciones operativas actuales del S.N.I.

Para propósitos de estudios de estabilidad en pequeña señal de ángulo de rotor, el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador ha sido dividido en zonas operativas dentro del software DigSilent Power Factory de la siguiente manera: según la Tabla No. 3.1.

Tabla No. 3. 1: CONDICIONES OPERATIVAS DEL S.N.I.

	Potencia Instalada [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia Instalada [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia Instalada [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
Zonas Operativas	Demanda Mínima				Demanda Media				Demanda Máxima			
ZONA QUITO	89,12	40,77	322,74	107,32	89,12	56,05	524,09	140,62	89,12	54,85	903,08	162,86
ZONA SANTA ROSA-TOTORAS-SAN FCO.	573,21	384,50	319,78	89,31	573,21	220,50	397,63	128,70	573,21	447,00	448,07	105,67
ZONA STO. DOMINGO-QUEVEDO	431,77	161,10	354,66	111,78	431,77	297,30	459,07	122,29	431,77	346,23	500,75	136,28
ZONA MOLINO-MILAGRO	1594,88	1046,10	484,89	155,71	1594,88	1222,80	630,53	190,57	1594,88	1147,58	847,54	255,80
ZONA SALITRAL	418,09	134,00	159,01	32,16	418,09	310,50	306,98	82,73	418,09	310,50	384,31	89,39
ZONA PASCUALES-TRINITARIA	875,97	374,69	357,14	97,47	875,97	474,07	454,39	142,14	875,97	472,47	525,96	134,15
GENERACION TOTAL DEL SISTEMA		2141,16				2581,22				2778,63		
DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA			1998,22	593,75			2772,69	807,05			3609,71	884,15
Interconexión con Colombia		300				376				286		

Como puede observarse en la Tabla No. 3. 1, en la Zona Quito se tiene instalada una potencia de 89,12 MW, la Zona Santa Rosa-Totoras-San Francisco una potencia instalada de 573 MW, éstas cubren la Zona Norte del País, correspondientes a Imbabura, Pichincha, Tungurahua, Cotopaxi y Napo.; La Zona Sto. Domingo-Quevedo con una potencia instalada de 432 MW, cubre las provincias de Esmeraldas, Sto. Domingo y parte de Manabí; la Zona Molino Milagro de 1595 MW, aporta con la energía a prácticamente todo el Ecuador a través del anillo nacional interconectado a 230 kV; la Zona Salitral 418 MW y por último la Zona Pascuales-Trinitaria de 876 MW aportan con generación de potencia activa y reactiva para el control de voltaje en la zona de Guayaquil.

En las Figuras No. 1 a la No. 24, del Anexo2 del Capítulo 3 se presentan las zonas operativas mencionadas en formato de diagramas unifilares de DigSilent Power Factory.

Conforme lo indicado en la Tabla No. 1 del Anexo 1 del Capítulo 2, el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) se encuentra conformado por 26 centrales térmicas con una potencia total efectiva de 1403 MW y 28 centrales hidroeléctricas que suman una potencia efectiva de 1797 MW, que en total entregan al S.N.I. un total de 3200 MW efectivos únicamente de las empresas de generación.

A esto se deberá adicionar que para el año 2010 se tuvo operativas las siguientes centrales eléctricas: Contrato con Energy International extendido hasta marzo de 2011, contrato con APR-central Santa Elena culmina en febrero de 2011, nueva generación con residuo para 100 MW en Quevedo y 90 MW en Santa Elena lista para diciembre de 2010 y 140 MW en Santo Domingo, la operatividad de la central Esmeraldas estará lista en noviembre de 2010, mientras que la central San Francisco de Hidropastaza permanecerá operativa todo el año, luego del arreglo del túnel de carga. Los mantenimientos programados en el año serán de estricto cumplimiento conforme el Plan Anual de Mantenimiento reportado al CENACE [20]. Se consideran para el modelamiento también disponibles las centrales de Termoguayas con 80 MW y la primera unidad de Mazar para el último trimestre de 2010 y la segunda unidad para finales del año 2010. Datos ingresados en el modelamiento con el DigSilent.

Las transacciones internacionales de electricidad con Colombia también se consideran en el modelamiento dinámico del sistema, teniendo para ello límites de transferencia de potencia de 400 MW en demanda mínima, 160 MW en demanda media y 0 MW en demanda máxima, según el PAO 2010.

En cuanto a la transmisión se ha planificado para el 2010 tener disponible las siguientes líneas: Las Esclusas-Trinitaria a 230 kV, línea Trinitaria-Salitral a 138 kV y las Esclusas-Caraguay a 138 kV, así también se ha programado la línea Milagro-Machala a 230 kV.

Por otro lado, las consideraciones de la demanda son las siguientes: un crecimiento de la demanda en bornes de generador de 1 % para potencia y 4% para energía, lo que se ha modelado en la respectiva base de datos de DigSilent Power Factory para cada barra del sistema.

En el presente estudio se ha modelado únicamente la hidrología seca para las tres bandas de demanda: mínima, media y punta, por considerarse la hidrología representativa de las condiciones futuras del país en cuanto a la disponibilidad de centrales hidroeléctricas y de representar condiciones de auto sostenibilidad y venta para exportación.

3.3 Teoría de Estabilidad en Pequeña Señal de Ángulo de Rotor

3.3.1 Conceptos básicos y definiciones

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia (SEP) puede ser definida como la propiedad que le permite a éste mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales y recuperar un estado aceptable de equilibrio luego de ser sujeto a una perturbación.

La inestabilidad en un sistema de potencia se manifiesta en diferentes formas dependiendo de la configuración y modo de operación del mismo. El problema de estabilidad es el de mantener una operación sincronizada, que es influenciada a la vez por el mantenimiento del sincronismo de los ángulos de los rotores y de las relaciones potencia-ángulo.

En la evaluación de la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, el interés es el comportamiento del sistema cuando éste es sujeto a una perturbación, sea pequeña o gran perturbación.

Se dice que un sistema de potencia se encuentra operando en estado estable si las variables involucradas en su operación tales como voltajes y corrientes se mantienen constantes en el tiempo y dentro de un rango operativo aceptable, y si al ser perturbado, es capaz de volver a dicho estado (normal) en un tiempo suficiente para

garantizar la continuidad operativa en el mismo, con valores de sus variables dentro de los parámetros de calidad.

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia dependerá de: la naturaleza de la perturbación y de las condiciones iniciales de operación.

3.3.2 Naturaleza de las perturbaciones. [4]

Las perturbaciones que ocurren en los sistemas eléctricos de potencia originan cambios físicos del mismo hacia nuevos puntos de equilibrio operativo (equilibrio dinámico), lo que provoca la interacción de la energía almacenada en las masas rotativas de los generadores con los campos eléctricos de los capacitores y los campos magnéticos de los inductores lo que se refleja en forma de oscilaciones. Las oscilaciones electromecánicas ocasionan problemas como pérdida de estabilidad dinámica, actuación de los sistemas de protección, aumento de la probabilidad de corte de carga, deterioro de la calidad de servicio, disminución de la confiabilidad del sistema y en algunos casos el colapso del sistema.

Evento de gran perturbación.- Estos son de naturaleza severa, tales como: fallas en el sistema, cortocircuitos en las líneas de transmisión o pérdidas de unidades de generación, los mismos que provocarán actuación de las protecciones y por consiguiente un cambio en los flujos de potencia en la red eléctrica, así como cambios en la velocidad de los rotores de las máquinas generadoras con la consiguiente variación de sus sistemas de control (reguladores de voltaje y velocidad); por la dinámica del sistema se producen a su vez variaciones en las potencias de las cargas, llevando así al sistema a un nuevo punto de equilibrio, siempre y cuando éste sea estable.

Evento de pequeña perturbación.- Se refiere a las perturbaciones que ocurren continuamente en un sistema eléctrico de potencia, tales como variaciones provocadas por maniobras y cambios naturales de la carga.

3.3.3 Condiciones operativas del sistema eléctrico. [5]

Las condiciones iniciales operativas en las que se encuentre el sistema eléctrico al momento de que le ocurra una perturbación, desencadenará en la forma de su respuesta ante el evento, sea este de pequeña o gran perturbación.

Para analizar la estabilidad de un sistema eléctrico, generalmente se monitorean dos variables de estado, la posición de los ángulos de los rotores de las máquinas generadoras (estabilidad de ángulo) y el voltaje de las barras del sistema (estabilidad de voltaje)

3.3.4 Clasificación de la Estabilidad de sistemas de potencia. [19]

Un sistema eléctrico de potencia posee diversos elementos constitutivos, cada uno de los cuales tiene una respuesta en estado estable, operación normal; y; una respuesta dinámica ante eventos que se presenten en el sistema.

La complejidad de tales respuestas, que suceden de manera simultánea y en un espacio de tiempo que va desde los milisegundos hasta minutos hace que tales fenómenos físicos sean separados para su tratamiento y estudio individual y así se llegue a comprender de mejor manera la respuesta dinámica de cada uno de ellos.

Es por ello que para entender y optimizar los estudios y resultados de un análisis de estabilidad, se divide en diferentes aspectos los temas inherentes al análisis, conforme se puede ver en la **Figura No. 3. 1.**

A continuación se hará una descripción de cada tipo de estudio de estabilidad y sus principales objetivos y características dentro de la dinámica de un sistema de potencia, conforme la clasificación de la CIGRE mostrada en la **Figura No. 3. 1**.

3.3.4.1 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia estudia la habilidad del sistema para mantener adecuados niveles de frecuencia dentro de un rango permitido, luego de que el sistema de potencia fue sometido a una perturbación que provoque un desbalance significativo entre la carga y la generación [6].

La estabilidad de frecuencia está asociada con la respuesta del sistema de potencia ante perturbaciones severas. El ámbito de estudio de tales perturbaciones puede ser considerado para grandes sistemas interconectados y también para pequeños sistemas aislados.

Los problemas de estabilidad de frecuencia suelen presentarse por una inadecuada respuesta del equipamiento, debido a una pobre actuación de los sistemas de control y protección y también debido a una insuficiente reserva de generación (potencia activa/reactiva).

El estudio de la estabilidad de frecuencia incluye la simulación de perturbaciones severas que provocan la salida en cascada de componentes conduciendo al sistema a la separación en islas o al colapso.

3.3.4.2 Estabilidad de voltaje.

El propósito principal del estudio de la estabilidad de voltaje es el de identificar áreas del sistema eléctrico de potencia que son susceptibles de variaciones de voltaje que no pueden ser controladas desde el sistema centralizado de control o centros de control nacionales (centros de despacho).

La estabilidad de voltaje es la habilidad del sistema para mantener en régimen permanente los niveles de voltaje en todas las barras del sistema tanto para condiciones normales de operación y sobre todo luego de que este haya sido sometido a una perturbación, [5] [19].

La metodología para realizar el análisis de la estabilidad de voltaje se basa en el análisis de sensibilidad V-Q, el cual se sustenta en la observabilidad del signo de la magnitud de voltaje en cada barra respecto de la inyección de potencia reactiva ($\pm \Delta V / \Delta Q$); así, el signo positivo indica condiciones de estabilidad de voltaje y el signo negativo lo contrario.

Conforme la **Figura No. 3. 1**, la estabilidad de voltaje involucra dos fenómenos físicos; estabilidad de voltaje de gran perturbación y de pequeña perturbación, a continuación se resume las principales características de cada una.

3.3.4.3 Estabilidad de voltaje de gran perturbación.

Se considera como gran perturbación a una falla en el sistema tal como una pérdida de generación o una contingencia en un circuito (cortocircuito de línea). El tiempo de estudio va desde los pocos segundos hasta los 10 minutos.

3.3.4.4 Estabilidad de voltaje de perturbación pequeña.

Se considera como pequeña perturbación a los continuos cambios que se presentan en el sistema, cambios en la generación o en la carga. Su tiempo de estudio es del orden de las décimas de segundo.

3.3.5 Estabilidad de mediano y largo plazo.

Debido a la forma de cómo tratar a los diferentes fenómenos asociados a la respuesta dinámica de los sistemas de potencia, se introdujeron los términos de mediano y largo plazo, los mismos que consideran distintos periodos de tiempo relacionados con la

duración de los fenómenos y de la presencia de la respuesta de los sistemas de control y máquinas eléctricas.

3.3.5.1 Estabilidad de mediano plazo

La estabilidad de mediano plazo representa la transición entre la respuesta transitoria y la respuesta de largo plazo, en la estabilidad de mediano plazo el análisis se enfoca a los periodos de tiempo comprendidos entre la sincronización de las oscilaciones de potencia entre máquinas, como también en los efectos de algunos de los fenómenos lentos y de grandes voltajes y frecuencia.

El rango típico de la estabilidad de mediano plazo está comprendido desde los 10 segundos hasta algunos minutos.

Más adelante se verá que el tiempo de análisis para la estabilidad transitoria está comprendido hasta los 10 segundos.

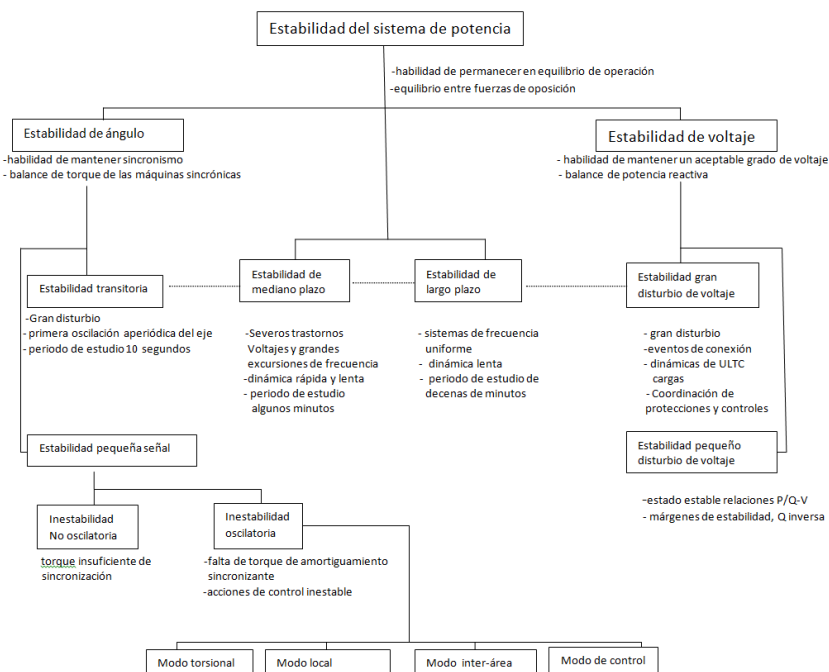


Figura No. 3. 1: CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA. Fuente [19].

3.3.5.2 Estabilidad de largo plazo

La estabilidad de largo plazo se define como la habilidad de los sistemas de potencia de alcanzar un estado aceptable de operación y equilibrio después de un severo disturbio en el sistema.

Los problemas de estabilidad de largo plazo son asociados con insuficiencias en las respuestas de los equipos, una pobre coordinación de los equipos de control y protección o una insuficiente reserva de potencia activa y reactiva.

La diferencia sustancial entre la estabilidad de mediano plazo y la de largo plazo es el fenómeno analizado y la representación o modelación del sistema eléctrico representado en el análisis, mas no en los tiempos utilizados. Generalmente el rango de tiempo típico de la estabilidad de largo plazo va desde algunos minutos hasta las decenas de minutos.

3.3.6 Estabilidad de ángulo de rotor

La estabilidad de ángulo es la habilidad del conjunto de máquinas síncronas de mantener el sincronismo bajo condiciones normales de operación y después de que éstas hayan sido sometidas a un disturbio a partir de una condición de operación inicial. El problema de estabilidad incluye el estudio de las oscilaciones electromecánicas producidas en un sistema de potencia y un aspecto fundamental es la forma en la cual varía la potencia de salida de las máquinas síncronas con las oscilaciones del rotor [18].

La estabilidad es una condición de equilibrio entre dos fuerzas que se oponen, el mantener en sincronismo las máquinas síncronas se logra mediante fuerzas restaurativas que actúan cuando existen fuerzas que tienden a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto de las otras. En estado estable se establece un

equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida para cada máquina, dando como resultado una velocidad constante. Al sufrir el sistema una perturbación, este equilibrio se rompe, lo que resulta en una aceleración (desaceleración) de los rotores de las maquinas involucradas. Si una máquina gira más rápido que otra su posición angular del rotor se adelanta respecto a otra máquina más lenta, lo que se traduce en una diferencia de velocidad y por ende a una separación angular, que dependiendo de la magnitud, puede desencadenar en una “salida de paso” de la unidad (out of steep).

El principio físico para mantener la estabilidad de ángulo es el de equilibrar el torque electromagnético y torque mecánico de cada máquina sincrónica en el sistema. El incremento del ángulo de rotor en los generadores puede llegar a producir la perdida de sincronismo entre ellos y llegar a desencadenar el colapso total del sistema en casos extremos.

Un punto importante en el análisis de la estabilidad de ángulo de rotor es el de verificar la variación de la potencia de salida de las turbinas con respecto a la posición angular de los rotores de los generadores. La inestabilidad de ángulo puede ocurrir en forma de incremento de oscilaciones angulares de un generador conduciendo a su pérdida de sincronismo con los otros generadores, para su estudio se realiza el análisis de la variación de la potencia de salida de las unidades involucradas con respecto a la posición angular de los rotores de cada unidad.

Al existir un generador girando más rápido que otros, su posición angular con respecto a los otros generadores que se encuentren más lentos crece; pudiendo crearse diferentes situaciones tales como:

Transferencia de carga de la maquina sincrónica más lenta hacia la maquina más rápida, este aumento de carga en la unidad más rápida la frena, lo que provoca una

diferencia de velocidad aun mayor entre todas las máquinas y por consiguiente un mayor aumento angular entre ellas, empeorando paulatinamente la situación.

Por otro lado, al ser la relación potencia-ángulo una relación no lineal, se puede llegar a un límite en el cual, a mayor separación angular existe menor transferencia de potencia, llevando a la pérdida de sincronismo debido a un desequilibrio sostenido del torque.

La estabilidad del sistema depende de si las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores son capaces de producir suficiente torque restaurador o no. Cuando una máquina sincrónica sale de paso con el resto de unidades del sistema, su rotor gira a una velocidad mayor (menor) que la necesaria para generar un voltaje a frecuencia del sistema, de manera adecuada, este deslizamiento polar entre el campo rotativo del estator, a la frecuencia del sistema, y; el campo del rotor producen fluctuaciones de potencia a la salida de la máquina, lo que ocasiona que el sistema de protección de la unidad actúe aislándola del resto del sistema (protección por deslizamiento polar o salida de paso).

La separación angular producida entre los rotores de las maquinas puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre un grupo de máquinas. Al salir una máquina de sincronismo se producen grandes fluctuaciones de potencia de salida, corriente y voltaje las cuales producen la actuación de las protecciones de otros generadores haciendo que éstos salgan de línea para precautelar su integridad.

Para entender de mejor manera los cambios de torque eléctrico en una maquina sincrónica, éste ha sido dividido en dos componentes:

Coeficiente de torque sincronizante, en fase con la perturbación del ángulo del rotor.

Coeficiente de troque amortiguador en fase con la desviación de la velocidad.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de estas dos componentes de torque en cada una de las maquinas sincrónicas, la falta de alguna de estas componentes producirá alteraciones en la estabilidad de la unidad y por ende del sistema.

La falta de la componente de torque sincronizante provoca inestabilidad no periódica o no oscilatoria; y, la falta de la componente de torque amortiguador provocará inestabilidad oscilatoria.

El estudio y análisis de la estabilidad de ángulo de rotor se lo puede cubrir mediante el estudio de la estabilidad transitoria y la estabilidad de pequeña señal, las dos formas de interpretación del fenómeno pertenecen al grupo de estabilidad de periodo corto. Ver Figura No. 3.1. Clasificación del estudio de la estabilidad en sistemas de potencia.

A continuación se tratará los temas de estabilidad transitoria y estabilidad de pequeña señal, éste último; argumento principal de este trabajo de tesis.

3.3.7 Estabilidad Transitoria

La estabilidad transitoria depende de:

El estado de operación inicial del sistema (condiciones iniciales), robustez de la red de transmisión luego de la falla y, de la severidad de los eventos.

Existen dos tipos de inestabilidad transitoria, aquella denominada “first swing” o inestabilidad a la primera oscilación, debida a falta de torque sincronizante. Y, la inestabilidad de pequeña señal post-perturbación.

El propósito del estudio o análisis de estabilidad transitoria implica el análisis del comportamiento del sistema y su respuesta positiva o negativa de su capacidad de soportar dicha falla y evolucionar al estado de equilibrio nuevamente durante un

periodo de 1 a 3 segundos luego de ocurrida la falla de allí el nombre de estabilidad transitoria ya que únicamente se analiza un tiempo transitorio luego de la perturbación.

En estudios de estabilidad transitoria el periodo de tiempo de interés es de 3 a 5 segundos después de la perturbación, a veces se los extiende a 10 segundos para sistemas grandes y que se encuentren interconectados.

3.3.8 Estabilidad de pequeña señal

Es la habilidad de los sistemas de potencia para mantenerse en sincronismo durante eventos de pequeña magnitud bajo condiciones de operación normal, estas pequeñas variaciones en el sistema pueden deberse a variaciones en la carga o en la generación las cuales producen pequeños cambios en los ángulos de todos los generadores, en su velocidad y potencia, conforme lo explicado anteriormente en la estabilidad de ángulo de rotor.

El estudio de la estabilidad de pequeña señal sirve para identificar los modos de oscilación existentes entre los elementos del sistema de potencia. Estos modos de oscilación pueden ser: locales o entre áreas, negativos o pobremente amortiguados con respecto a la estabilidad angular.

Como todo análisis de estabilidad, la de pequeña señal depende de las condiciones iniciales de operación del sistema bajo análisis. El termino pequeña señal implica que las pequeñas perturbaciones sucedidas permiten que el sistema pueda ser linealizado y se lo represente a través de ecuaciones diferenciales y algebraicas (DAE) [18].

El tiempo de análisis de estabilidad de pequeña señal está en el orden de los 10 a 20 segundos luego de haber ocurrido el disturbio.

Las oscilaciones provocadas en el sistema debido a las pequeñas perturbaciones de generación o carga se debe al efecto atenuador de los devanados amortiguadores de

los generadores, los cuales amortiguan hasta cierto punto las oscilaciones; pero siempre serán necesarios más elementos de amortiguamiento, estos son los reguladores de voltaje, los cuales son fuentes de amortiguamiento negativo cuya finalidad es corregir los problemas que se presentan en el sistema debido a estas pequeñas variaciones de carga o generación.

El tema central de este trabajo de tesis se centra en el análisis de pequeña señal debido a que a través de esta metodología se pudo identificar las razones de porque se presenta y aumenta el problema de las oscilaciones de potencia en un sistema eléctrico.

Cuando se adicionan generadores a un sistema eléctrico, y para ello se utilizan también líneas de transmisión largas, para transportar esa energía hacia los grandes centros de consumo; el efecto amortiguador de los devanados amortiguadores de los generadores no representan una solución a las oscilaciones presentadas, ya que su efecto amortiguador entre oscilaciones entre áreas se reduce debido a la impedancia externa efectiva (impedancia alta vista desde los bornes del generador hacia afuera del sistema) y a la impedancia del estator, ésta es una causa para que cuando se presentan oscilaciones en un sistema eléctrico, estas no puedan ser amortiguadas ya que el sistema es demasiado grande como para ser amortiguado únicamente por los devanados amortiguadores.

Para mejorar estos problemas en el sistema, la tecnología actual posee controles automáticos adicionados en los sistemas de excitación y de velocidad, proporcionando amortiguamiento negativo el cual es suficientemente capaz de atenuar las oscilaciones de potencia provocadas por las variaciones en la carga o generación y que causan también oscilaciones de potencia por las líneas de transmisión. El aumento de las

transferencias de potencia por las líneas de transmisión aumenta la tendencia a oscilar del sistema.

Como solución al efecto no deseado de las oscilaciones, se adiciono un control extra al efecto negativo del regulador de voltaje, este equipo se denominó estabilizador de sistemas de potencia (PSS, por sus siglas en inglés), el efecto amortiguador proporcionado ayuda a las oscilaciones en el rotor de los generadores dando una componente de torque eléctrico en fase con las desviaciones de la velocidad del rotor.

En general la robustez de un sistema eléctrico viene dada por su característica de soportar oscilaciones, ésta propiedad lo clasifica en un sistema fuerte o débil ante las oscilaciones de potencia.

Sistemas débiles.- En general la red de transmisión impone la limitación en la operación del mismo, para el control de las oscilaciones necesitan tener ajustados en las maquinas sincrónicas los controles de voltaje y velocidad (potencia reactiva y activa, respectivamente). En este tipo de sistemas se realizan estudios de estabilidad en régimen permanente y transitorio. Existen limitaciones para transportar grandes bloque de energía a través de grandes distancias [6].

Cuando existen altos niveles de transferencia de potencia a través de líneas de transmisión o inadecuados ajustes en los dispositivos de control del sistema de potencia de las unidades de generación, ya sea en régimen permanente o transitorio, actúan los reguladores de velocidad y voltaje, amortiguando estas oscilaciones provocadas por la transferencia de potencia, si este amortiguamiento no es suficiente, se producen oscilaciones de potencia [15].

Sistemas fuertes.- En estos sistemas la red de transmisión no impone las limitaciones de capacidad de transmisión del sistema. Estos sistemas soportan altas corrientes de

falla y tienen la posibilidad de transmitir considerables valores de potencia hasta alcanzar el límite térmico de las líneas.

Las oscilaciones provocadas por las pequeñas perturbaciones son las más comunes en los sistemas de potencia, estas son de baja frecuencia y pueden ser divididas según los elementos involucrados, oscilaciones electromecánicas, oscilaciones asociadas a los controles y oscilaciones subsíncronas. Estas oscilaciones se relacionan directamente con los modos de oscilación presentes en los estudios de estabilidad de pequeña señal.

3.3.9 Naturaleza de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia

3.3.9.1 Ecuación de oscilación de la máquina sincrónica [5] [14].

La base para el estudio de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia es el modelo de la ecuación de oscilación de una máquina sincrónica, este comprende las oscilaciones de ángulo de rotor durante un disturbio. La ecuación de equilibrio entre el torque mecánico y el torque eléctrico está dada por la segunda Ley de Newton, así:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D_d \omega_m = \tau_t - \tau_e \quad (3.1)$$

Si derivamos con respecto al tiempo, podemos obtener la ecuación de equilibrio:

$$J \frac{(d^2 \omega_m)}{dt^2} = T_A = T_M - T_E \quad (3.2)$$

Donde:

J ,	Momento de Inercia del generador y turbina	[kg/m ²]
$d\omega_m = \delta_m$,	Ángulo de Torque mecánico	[rad]
ω_m ,	Velocidad angular del rotor	[rad mec/s]
T_A ,	Torque acelerante	[N.m]
T_M ,	Torque mecánico	[N.m]
T_E ,	Torque electromagnético	[N.m]

En la Ecuación 3.2, el Torque acelerante T_A muestra el equilibrio existente entre el torque mecánico y el torque eléctrico de una máquina sincrónica, que en condiciones de estado estable, es cero.

El torque mecánico T_M representa a la turbina y está en función de la velocidad del rotor, donde la acción del regulador posibilita controlar la variable frecuencia en el sistema eléctrico. Por otro lado el torque eléctrico T_E es producido por la acción del estator del generador, circuito decampo y otros circuitos asociados tales como los devanados amortiguadores.

Dado que el circuito estatórico de la maquina sincrónica está conectado con el resto del sistema eléctrico de potencia, su voltaje de estator o de terminales será influenciado por la red externa, por otros generadores y por la carga; provocando una interacción entre los circuitos estatóricos y rotóricos que afectarán el torque eléctrico.

La Ecuación 3.1 puede ser expresada en términos de la constante de inercia H , la cual es definida como la energía cinética en wattios por segundo a una velocidad nominal dividida por VA base, la ecuación puede expresarse como:

$$\frac{2H}{\omega_{Om}^2} VA_{base} \frac{d\omega_m}{dt} = T_M - T_E$$

(3.3)

Donde: $\frac{\omega_m}{\omega_{Om}} = \frac{\omega_r}{\omega_o} = \omega_r$ (3.4)

Y ω_r representa la velocidad angular del rotor [pu], ω_r es la velocidad angular del rotor en [rad elect/s] y ω_o es la velocidad nominal.

Por otro lado, si δ es la posición angular del rotor en [rad elect] respecto a una referencia rotando sincrónicamente y δ_o es el valor en $t=0$, tenemos que:

$$\delta = \omega_r t - \omega_o t + \delta_o$$
(3.5)

Derivando la Ecuación 3.5 con respecto al tiempo,

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_o = \Delta\omega_r$$
(3.6)

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{d(\Delta\omega_r)}{dt}$$
(3.7)

Y reemplazando 3.4 en 3.5, tenemos:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \omega_o \frac{d\omega_r}{dt} = \omega_o \frac{d(\Delta\omega_r)}{dt}$$
(3.8)

La Ecuación de Oscilación de la máquina sincrónica, en valores por unidad, se encuentra dada por:

$$\frac{2H}{\omega_o} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = 2H \frac{d\omega_r}{dt} = T_M - T_E$$

(3.9)

Donde:

H ,	Constante de Inercia	[MW.s/MVA]
δ ,	Posición angular del rotor	[rad elect]
ω_r ,	Velocidad angular del rotor	[rad elect/s]
ω_r ,	Velocidad angular del rotor	[pu]
ω_o ,	Velocidad angular base ($\omega_o = 2\pi f_o$)	[rad elect/s]
T_M ,	Torque mecánico	[pu]
T_E ,	Torque electromagnético	[pu]

Con:

$$\Delta\omega_r = \frac{\Delta\omega_r}{\omega_o} = \frac{1}{\omega_o} \frac{d\delta}{dt}$$

(3.10)

La representación de la ecuación de oscilación para análisis de estabilidad de pequeña señal es[5]:

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} T_M - T_E - K_D \Delta\omega_r$$

(3.11)

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_o \Delta\omega_r$$

(3.12)

Se incluye una componente de torque amortiguante en la ecuación de oscilación al agregar un término proporcional a la desviación de velocidad angular del rotor.

Aplicando la Transformada de Laplace a la Ecuación 3.12 se obtiene la ecuación de oscilación en el dominio de la frecuencia, la **Figura No. 3. 2** expresa las ecuaciones obtenidas en un diagrama de bloques.

$$\Delta\omega_r = \frac{T_M - T_E}{2Hs + K_D} \quad (3.13)$$

$$\delta = \frac{\omega_0 \Delta\omega_r}{s} \quad (3.14)$$

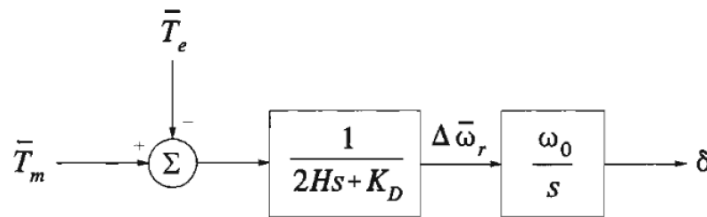


Figura No. 3. 2: DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA ECUACIÓN DE OSCILACIÓN D UNA MÁQUINA SINCRÓNICA. Fuente [5]

Las componentes de torque sincronizante y de amortiguamiento, útiles para asegurar la estabilidad de un sistema de potencia son definidas a través del análisis del modelo clásico del generador sincrónico [5].

Se analiza la característica ángulo-potencia del generador (pu) conforme a la Figura No. 3. 3 y Ecuación 3.15.

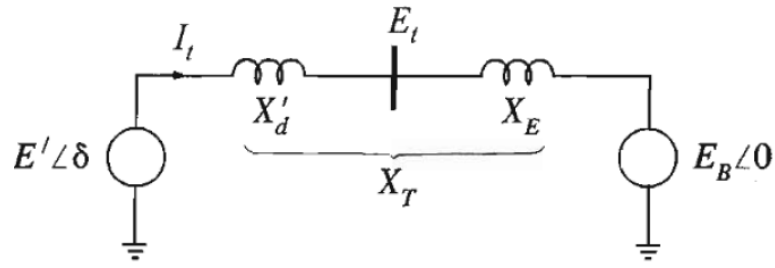


Figura No. 3. 3: Generador sincrónico conectado a una barra infinita.

$$T_E = P = \frac{E'E_B}{X_T} \sin \delta \quad (3.15)$$

En el modelo clásico del generador, el ángulo δ puede ser usado como el ángulo del rotor. El ángulo de la carga se escoge como referencia y es cero; el ángulo del rotor δ , es medido como el ángulo al cual el voltaje de estator E' (bornes del generador) se retrasa a la tensión de la carga E_B .

Si se linealiza la Ecuación 3.15, y aplicando condiciones iniciales ($\delta = \delta_0$), se tiene:

$$\Delta T_E = \frac{\partial T_E}{\partial \delta} \Delta \delta = \frac{E'E_B}{X_T} \cos \delta_0 \Delta \delta \quad (3.16)$$

$$K_S = \left(\frac{E'E_B}{X_T} \right) \cos \delta_0 \quad (3.17)$$

Siendo K_S el coeficiente de Torque Sincronizante asociado con el Torque electromagnético de la ecuación de oscilación de la máquina sincrónica.

Y se linealiza la ecuación de oscilación obtenida en 3.13 y 3.14.

$$\frac{d}{dt} \Delta\omega_r = \frac{1}{2H} \Delta T_M - \Delta T_E - K_D \Delta\omega_r \quad (3.18)$$

$$\frac{d}{dt} \Delta\delta = \omega_o \Delta\omega_r \quad (3.19)$$

Reemplazando 3.17 en 3.18, se tiene:

$$\frac{d}{dt} \Delta\omega_r = \frac{1}{2H} \Delta T_M - K_S \Delta\delta - K_D \Delta\omega_r \quad (3.20)$$

$$\frac{d}{dt} \Delta\delta = \omega_o \Delta\omega_r \quad (3.21)$$

Aplicando la Transformada de Laplace a las ecuaciones anteriores se obtiene la ecuación de oscilación de una máquina síncrona, en el dominio de la frecuencia; en donde, las componentes de Torque sincronizante y Torque de amortiguamiento son claramente identificables:

$$\Delta\omega_r = \frac{1}{2H s} \Delta T_M - K_S \Delta\delta - K_D \Delta\omega_r \quad (3.22)$$

$$\Delta\delta = \frac{\omega_o}{s} \Delta\omega_r \quad (3.23)$$

Se tiene así que, el Torque eléctrico posee dos componentes; torque sincronizante y torque de amortiguamiento [5] [14]:

$$\Delta T_E = K_S \Delta \delta + K_D \Delta \omega_r \quad (3.24)$$

Donde:

$K_S \Delta \delta$ es la componente de cambio de torque en fase con la perturbación del ángulo del rotor $\Delta \delta$ y es conocida como la componente de torque sincronizante, K_S es el coeficiente de torque sincronizante.

$K_D \Delta \omega_r$ es la componente de torque en fase con la desviación de velocidad $\Delta \omega$ y es conocida como la componente de torque amortiguante, K_D es el coeficiente de torque amortiguador.

La estabilidad del sistema eléctrico y el conjunto de generadores depende de la existencia de las dos componentes de torque para cada máquina del sistema. La falta de un suficiente torque sincronizante provoca una inestabilidad no oscilatoria aperiódica, mientras que la falta de torque amortiguador resulta en una inestabilidad oscilatoria.

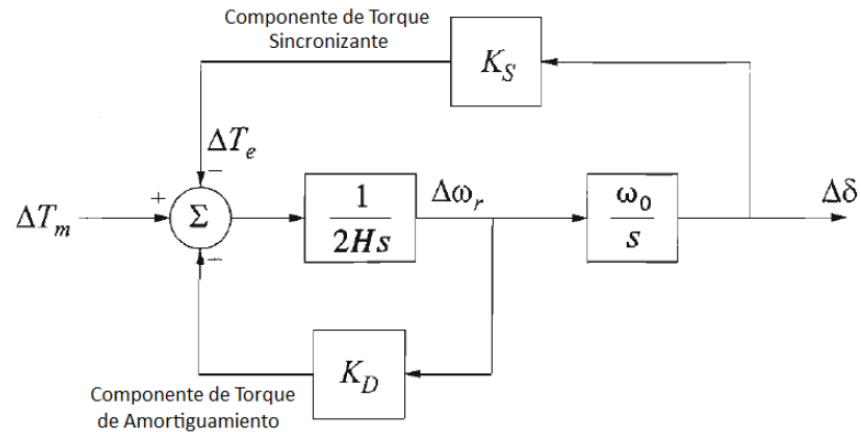


Figura No. 3. 4: Ecuación de Oscilación. Diagrama de Bloques. Fuente [5].

En la Figura No. 3. 4, se muestra el diagrama de bloques de la ecuación de oscilación de la máquina síncrona y el efecto de los componentes de torque sincronizante y torque amortiguador en cada una de las variables de estado del sistema, torque eléctrico y torque mecánico, velocidad angular y desviación de ángulo del rotor.

3.3.10 Oscilaciones de potencia de baja frecuencia

Las oscilaciones de pequeña perturbación ocurren constantemente en un sistema eléctrico. Estas oscilaciones son de baja frecuencia y están relacionadas directamente con los modos de oscilación electromecánicas, de control y torsionales, y oscilaciones subsíncronicas.

Estas oscilaciones se relacionan directamente con los modos de oscilación presentes en los estudios de estabilidad de pequeña señal.

3.3.10.1 Definición de modo de oscilación

Modo es una frecuencia de resonancia del sistema (frecuencia de oscilación natural del sistema) que es identificada por una combinación de su frecuencia de oscilación, amortiguamiento y diagrama de participaciones. El estudio de estabilidad de pequeña señal se divide en inestabilidad oscilatoria e inestabilidad no oscilatoria; la primera,

estudia los modos de oscilación que vienen determinados por la frecuencia a la cual oscilan, a continuación se dan algunas definiciones al respecto.

3.3.10.2 Inestabilidad no oscilatoria

Este tipo de inestabilidad suele presentarse en un generador con ausencia de voltaje de campo constante (regulador automático de voltaje), la inestabilidad se presenta con un incremento no periódico del ángulo del rotor debido a la falta de suficiente torque sincronizante. Con los modernos reguladores de voltaje se ha mejorado la estabilidad de los sistemas de potencia al insertar una adecuada componente de torque sincronizante con una adecuada sintonización de los limitadores de tensión de los mismos.

3.3.10.3 Inestabilidad oscilatoria

Este tipo de estabilidad suele presentarse en generadores que poseen reguladores de voltaje, las oscilaciones se presentan en el rotor y son del tipo de amplitud creciente debido a la falta de un suficiente amortiguamiento en el sistema.

La inestabilidad oscilatoria se produce por le insuficiente amortiguamiento de las oscilaciones en el sistema de potencia.

La Figura No. 3. 5representa los tipos de oscilaciones debido a una pequeña perturbación que se presentan con y sin la presencia de un regulador de voltaje en el regulador.

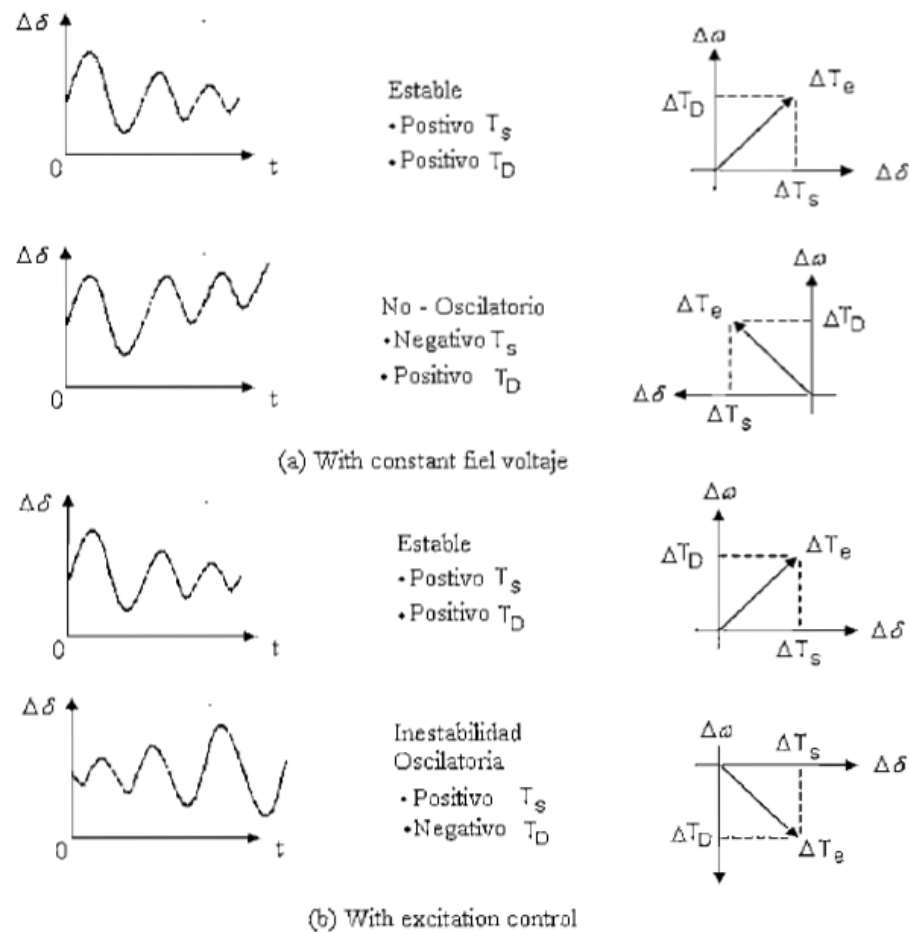


Figura No. 3. 5: Oscilaciones resultado de una pequeña oscilación en el sistema de potencia, con y sin regulador del voltaje. Fuente [5]

Los problemas de estabilidad de pequeña señal en sistemas de potencia se clasifican en: problemas locales que involucran parte del sistema y problemas globales que abarcan completamente a las oscilaciones entre áreas [5].

Los generadores como respuesta a las pequeñas perturbaciones del sistema, tratan de encontrar nuevos estados de operación estable, lo que provoca oscilaciones de baja frecuencia en el sistema; en estas condiciones las máquinas sincrónicas intercambian energía cinética en forma de potencia eléctrica, presentándose diferentes modos de oscilación.

3.3.11 Oscilaciones de naturaleza electromecánica

Estos modos describen las oscilaciones de ángulo de rotor de los generadores conectados al sistema eléctrico cuyas frecuencias de oscilación están en el rango de los 0.1 Hz a los 3.0 Hz [5] [6] [14], y se denominan:

- Modos intraplanta.
- Modos locales.
- Modos entre áreas.

3.3.11.1 Modos intraplanta

Los modos intraplanta o modos entre máquinas se dan cuando las unidades de una central eléctrica oscilan una en contra de otra, el rango de oscilación es de 2.0 Hz a 3.0 Hz. Estos modos son dependientes de las potencias nominales y de las reactancias que conectan los generadores de la planta. Debido a la proximidad entre dos máquinas, la reactancia entre ellas es pequeña así como sus inercias. La mayor parte de los estudios de estabilidad eliminan los modos intraplanta e incorporan toda la central mediante un único generador equivalente (inercia, reactancias, controles).

3.3.11.2 Modos locales

El modo de oscilación local o modo de oscilación máquina-sistema ocurre cuando un generador oscila contra el resto del sistema. El rango de frecuencia de oscilación está entre 0.8 Hz y 2.0 Hz, el término oscilación local se usa para describir que las oscilaciones están localizadas en una central eléctrica o en una pequeña parte del sistema de potencia. Ésta forma de oscilación es la más común y se presenta debido a que los generadores que están conectado al sistema de potencia por medio de interconexiones largas y radiales, conexiones débiles, mantienen sus oscilaciones de potencia sin ser suficientemente amortiguadas, ya que sus reguladores de voltaje operan con ganancias altas. Las oscilaciones locales pueden ser amortiguadas efectivamente incorporando un estabilizador de sistemas de potencia (PSS).

3.3.11.3 Modos entre área

Los modos inter-área o modos entre áreas se deben a las respuestas de grupos coherentes de unidades generadoras de áreas distintas que oscilan entre sí. Por lo general, los enlaces de líneas de transmisión que interconectan las distintas áreas son débiles. Los momentos de inercia equivalente de cada área son diferentes y mayor que la inercia local, la frecuencia de oscilación del modo interárea es menor que la de los modos locales, encontrándose estos modos en el rango de 0.1 Hz a 0.7 Hz.

Si la oscilación interárea se presenta entre dos grupos de generadores, la frecuencia de oscilación está en el rango de 0.1 Hz a 0.3 Hz. Por otro lado, si es una oscilación entre múltiples grupos de generadores la frecuencia de oscilación está entre 0.4 Hz a 0.7 Hz.

3.3.12 Oscilaciones asociadas a modos de control

3.3.12.1 Modos de Control

Son aquellos modos asociados a los distintos controles existentes en el sistema de potencia, generadores, sistemas de excitación mal sintonizados, gobernadores de velocidad, convertidores HVDC y compensadores estáticos, entre otros; son la causa del origen de la inestabilidad en este modo de oscilación de control. Sus frecuencias de oscilación son superiores a los 4.0 Hz.

3.3.12.2 Modos Torsionales

Los modos torsionales se presentan cuando los controles de los reguladores de voltaje, excitación, reguladores de velocidad, controles HVDC, compensadores capacitivos, etc.; interactúan con la dinámica del sistema eje-turbina-generator. Es decir, debido a que la masa del eje del rotor no es un cuerpo completamente rígido, sino se compone de partes acopladas a la turbina, al rotor y generador en sí; aparecen oscilaciones torsionales producidas entre sus partes y el control que realizan los

elementos antes descritos. Estos modos pueden interferir con los dispositivos de medida de la variación de la velocidad para lo cual se utilizan elementos de filtrado de la señal para eliminar la frecuencia de oscilación, cuando se utiliza este valor para los sistemas de amortiguamiento. El rango de frecuencia de estos modos torsionales está entre los 10.0 Hz y los 46.0 Hz.

3.4 Análisis modal y oscilaciones de potencia de baja frecuencia [5] [14] [15] [18]

Al ser los sistemas eléctricos de potencia un sistema no lineal, para realizar su análisis matemático se deben de realizar primeramente pasos de linealización. Se dijo anteriormente que, en el caso de análisis de pequeña señal, los SEP pueden ser linealizados mediante ecuaciones algebraicas y diferenciales (DAE) [18], obteniendo un conjunto de ecuaciones dinámicas del sistema, luego; mediante técnicas de Análisis Modal se obtendrán sus ecuaciones características y las raíces del sistema; la estabilidad de pequeña señal está dada por el análisis de las raíces, que no son más que los valores propios de la matriz de estado A. La participación de cada uno de los generadores está dada por los vectores propios, determinando así los modos de oscilación de cada elemento del sistema.

La matriz de estado A es la matriz jacobiana cuyos elementos a_{ij} son dados por la derivada parcial $\frac{\partial f_i}{\partial x_i}$ evaluada en el punto de equilibrio, en los cuales los pequeños disturbios están siendo analizados. Se la llama también matriz de planta.

Mediante el análisis modal, se establece las características dinámicas del SEP, entre ellas: frecuencia de resonancia y modos de oscilación, amortiguamiento y patrón asociado con la deformación del sistema o actividad relativa de las variables de estado, cuando un modo es excitado, etc. Cada modo de oscilación, está representado

por un número complejo λ , denominado valor propio y que se expresa según la siguiente forma:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega = \zeta\omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (3.25)$$

La parte real de los valores propios σ , entrega la información respecto del amortiguamiento del modo oscilante. La parte imaginaria ω , mide la velocidad angular del modo de oscilación, ζ entrega el amortiguamiento relativo del sistema y, ω_n muestra la frecuencia natural de oscilación del sistema sin amortiguamiento.

En el plano complejo de los valores propios, según la ubicación de estos, se obtiene la información sobre la estabilidad y el comportamiento del sistema, de acuerdo a la Figura No. 3. 6.

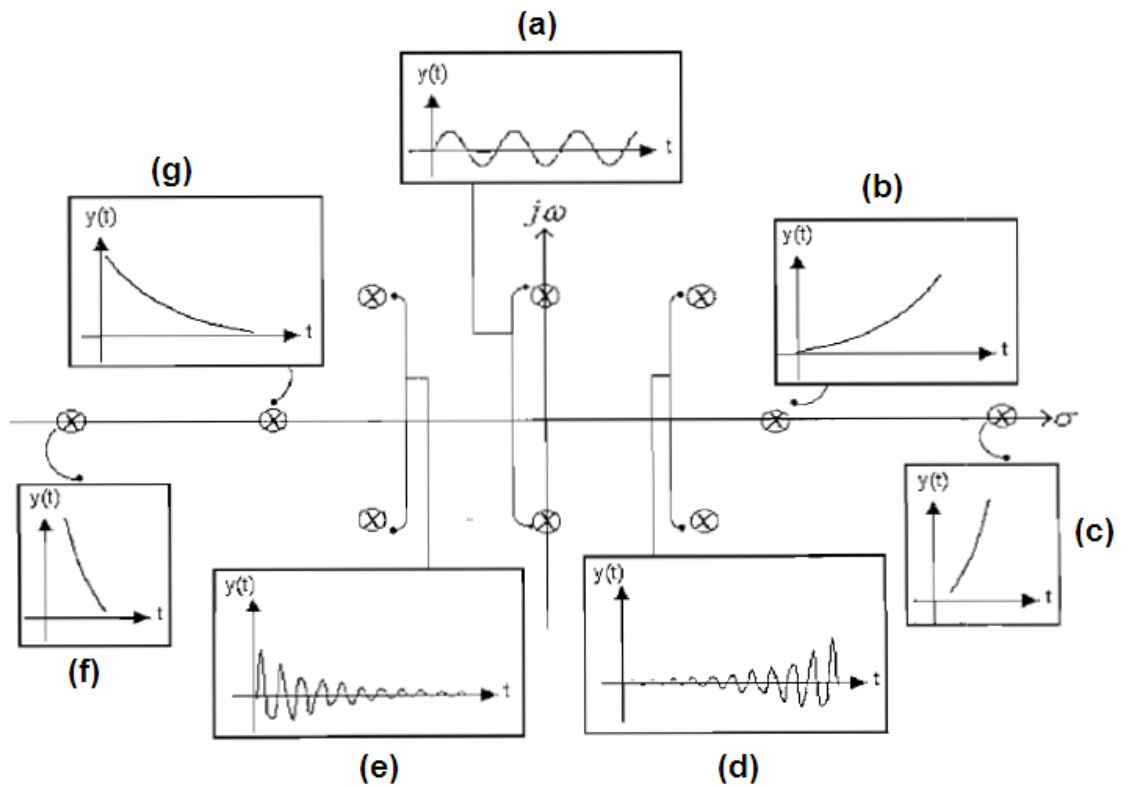


Figura No. 3. 6: Valores propios en el plano complejo. Fuente [18]

Según la ubicación de los valores propios en el plano complejo se puede determinar la siguiente información.

Las n soluciones de λ , que satisfacen la ecuación característica, son llamadas valores propios de la matriz A . Se tiene así que poseen las siguientes propiedades:

- El número de valores propios es igual al número de estados del sistema.
- Los valores propios representan los modos naturales de oscilación de un sistema físico y caracterizan su respuesta temporal ante una pequeña perturbación.
- Para un sistema estable todos los valores propios tienen parte real negativa.
- Los valores propios pueden ser reales o complejos.
- Matrices iguales tienen idénticos valores propios.
- Una matriz y su transpuesta tienen los mismos valores propios

La estabilidad de un sistema puede ser clasificada según la ubicación de sus valores propios en el plano complejo, los valores propios ubicados en el semiplano izquierdo brindan al sistema una respuesta estable, por lo tanto no se los debe analizar; conforme a la Figura 3.5 las respuestas asociadas al semiplano derecho son inestables y se clasifican así:

- a) Para $\omega \neq 0$, $\sigma = 0$ su respuesta es de manera oscilatoria y de amplitud constante. Sistema es oscilatorio pero estable.
- b) Para $\omega = 0$, $\sigma > 0$ su respuesta es unidireccional monótonamente creciente, el sistema es inestable.
- c) Para $\omega \neq 0$, $\sigma > 0$ su respuesta es unidireccional monótonamente creciente, el sistema es inestable.
- d) Para $\omega \neq 0$, $\sigma > 0$ la respuesta es oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite. El sistema es inestable.

- e) Para $\omega \neq 0$, $\sigma < 0$ respuesta oscilatoria amortiguada. El sistema es estable.
- f) Para $\omega = 0$, $\sigma < 0$ respuesta unidireccional monótonamente decreciente, el sistema es totalmente amortiguado.
- g) Para $\omega = 0$, $\sigma < 0$ respuesta unidireccional monótonamente decreciente, el sistema es totalmente amortiguado.

En resumen, valores negativos de la parte real, indican oscilaciones que se amortiguan en el tiempo y valores positivos reflejan oscilaciones que se incrementan en amplitud, en el transcurso del tiempo.

Definiendo a ζ como la razón de amortiguamiento, se considera que el sistema eléctrico de potencia, es estable en pequeña señal, si todos los modos electromecánicos presentan un porcentaje de amortiguamiento: (i) superior al 5% para condiciones normales de operación, y (ii) superior al 3% para el caso de pérdida de un elemento de red [14]. Si el sistema tiene valores de amortiguamiento menores a estos límites teóricos, mediante la técnica de Factores de Participación, del Análisis Modal, se identificarán sus causas y determinarán sus soluciones, identificando, los modos de oscilación, su frecuencia natural de oscilación, y mejorando el amortiguamiento mediante el ingreso de más torque amortiguador. Por ejemplo, las soluciones pueden ser; operativas, limitando la transferencia de potencia por determinados vínculos y disminuir así las oscilaciones por las interconexiones débiles. O también insertando elementos de control, instalando o sintonizando estabilizadores de sistemas de potencia (PSS).

Para un modo de oscilación representado por un valor propio complejo de la forma $\sigma \pm j\omega$, la razón de amortiguamiento viene definida mediante la siguiente ecuación:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sigma^2 + \omega^2}$$

(3.26)

ζ Representa el porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación del modo.

La frecuencia de oscilación en Hz para cada modo viene dada por la Ecuación 3.27:

$$f = \frac{\omega}{2\pi}$$

(3.27)

Donde cada modo de oscilación electromecánico de baja frecuencia (oscilaciones del ángulo del rotor), son los valores obtenidos en el Análisis Modal para estudios de estabilidad de pequeña perturbación.

Conforme a la clasificación anterior; las frecuencias de oscilación entre 0,8 a 2.0 Hz, se refieren a estabilidad local y corresponden a las oscilaciones propias producidas por un generador, o un grupo de generadores oscilando en contra del sistema, modos de oscilación intraplanta y modos locales.

Mientras que, las oscilaciones en el rango de 0,1 a 0,7 Hz, pertenecen a estudios de estabilidad global y se producen por la oscilación de un grupo de generadores frente a otro grupo de generadores en otro sistema interconectado, y se les denomina modos de oscilación entre áreas.

Durante el Análisis Modal, parte medular de este trabajo de tesis se encontraran distintos modos de oscilación de las unidades del sistema eléctrico ecuatoriano, las cuales serán clasificadas de acuerdo a su modo de oscilación y su coeficiente de amortiguamiento, aplicando la teoría resumida en esta sección.

3.5 Condiciones operativas actuales del S.N.I.

Al año 2010 el Sistema Eléctrico ecuatoriano se encontraba conformado por 11 empresas de generación, las mismas que poseen un total de 28 unidades de generación hidroeléctricas y 26 unidades de generación térmicas, de acuerdo al siguiente cuadro:

EMPRESAS DE GENERACIÓN – AÑO 2010

1.	CELEC E.P. con sus unidades de negocio:	4.	ELECAUSTRO
		5.	EMAAP-Q
	HIDROPAUTE	6.	INTERVISATRADE
	HIDROAGOYÁN	7.	ECOLUZ (HCJB) Loreto)
	ELECTROGUAYAS	8.	ULYSSEAS
	TERMOESMERALDAS	9.	HIDALGO & HIDALGO
	TERMOPICHINCHA		(Sirimba)
	HIDRONACIÓN	10.	TERMOGUAYAS
2.	MACHALA POWER CIA. Ltda.		GENERATION
3.	ELECTROQUIL	11.	HIDROPASTAZA

El detalle de cada unidad que conforma el S.N.I. de Ecuador se lo puede observar en la Tabla No. 1 del Anexo 1 del Capítulo 2.

Estos generadores poseen sus respectivos sistemas de excitación y de regulación de velocidad, lo cuales mantienen a dichas unidades en sincronismo y en operación estable.

Los controles utilizados por estas unidades pueden ser clasificados de acuerdo a la norma IEEE Std 421.5 Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, se presenta a continuación los parámetros de la base de

datos de la modelación DigSilent Power Factory para dos centrales representativas una hidroeléctrica y una térmica.

Para el caso del regulador de voltaje de la central Paute, Fases AB y C el modelo utilizado en la modelación corresponde al Sistema de Excitación Estático ST3 cuyos parámetros se especifican en la TABLA No. 3. 2. El modelo compuesto está definido en la biblioteca del programa computacional con el nombre vco_EXST3.

Tabla No. 3. 2: Descripción, Valores y Rangos de Parámetros de las Variables del vco_EXST3

Coeficiente	Descripción	Parámetros Fase AB	Parámetros Fase C	Rango de Parámetros
Tr	Retardo de medición	0,02	0,02	$0 < Tr < 0,5$
Kc	Factor de la corriente de excitación	0	0	$0 < Kc < 1,0$
Kj	Factor del filtro de entrada	105	42	$0 < Kj < 1000$
Tb	Retardo de tiempo del filtro de entrada	0,5	0,5	$0 < Tb < 1$
Tc	Constante de tiempo del filtro de entrada derivativo	0,05	0,05	$0 < Tc < 20$
Kg	Ganancia del lazo de realimentación	1	1	$0 < Kg < 1,1$
Ka	Constante de tiempo del regulador	11,92	11,79	$0 < Ka < 1000$
Ta	Constante de tiempo del controlador	0,4	0,4	$0 < Ta < 20$
Kp _r	Factor de voltaje activo	3,553	4,19	$0 < Kp_r < 10$
Kp _i	Factor de voltaje reactivo	0	0	$0 < Kp_i < 10$
Ki	Factor de corriente	0	0	$0 < Ki < 1,1$
XI	Reactancia lineal en fuentes compuestas	0	0	$0 < XI < 0,5$
Vimin	Voltaje de entrada mínima al regulador	-1	-1	
Vrmin	Voltaje mínimo del regulador	-3,86	-3,902	$-6 < Vrmax < 0$
Vimax	Voltaje de entrada máximo al regulador	1	1	
Vpmax	Voltaje máximo de los tiristores	3,86	3,902	$1 < Vpmax < 20$
Vrmax	Voltaje máximo del regulador	1	1	$0,8 < Vrmax < 10$
EFDmax	Voltaje máximo de excitación	3,289	3,248	$1 < EFDmax < 20$

Para el caso del regulador de velocidad de la central Paute, Fases AB y C sus reguladores de velocidad y turbinas hidroeléctricas están representados por el modelo IEEE3.

Tabla No. 3. 3: Descripción, Valores y Rangos de Parámetros de las Variables del pcu_IEEEG3

Coefficiente	Descripción	Parámetros Fase AB	Parámetros Fase C	Rango de Parámetros
Sigma	Característica de regulación permanente	0,05	0,05	$0 < \sigma < 0,1$
Tg	Constante de tiempo del servomotor de compuerta	0,2	0,2	$4^* < T_G < 1,0$
Tp	Constante de tiempo de la válvula piloto	0,04	0,04	$4^* < T_G < 0,1$
Delta	Caída temporal	0,3957	0,5235	
Tr	Constante de tiempo del regulador	10	10	$1,0 < T_R < 50$
a11	Primer Contante transitoria de la turbina	0,5	0,5	$0 < a_{11} < 1,5$
a13	Segunda Contante transitoria de la turbina	1	1	$0 < a_{13} < 1,5$
a21	Tercera Contante transitoria de la turbina	1,5	1,5	$0 < a_{21} < 1,5$
a23	Cuarta Contante transitoria de la turbina	1	1	$0 < a_{23} < 1,5$
Tw	Constantes de tiempo del agua	1,141	1,3122	$4^* < T_w < 10$
Pturb	Potencia de la turbina	0	0	$0 < P_{turb} < 1$
Uc	Límite de velocidad de cierre	-0,2	-0,2	$-0,3 < U_C < 0$
Pmin	Potencia mínima de	0	0	$0 < P_{MIN} < 0,5$
Uo	Límite de velocidad de apertura	0,2	0,2	$0 < U_O < 0,3$
Pmax	Potencia máxima	1	1	$0,5 < P_{MAX} < 1$

Las características de los elementos de control de la unidad térmica Machala Power (actualmente Termogas Machala), sistemas de excitación y reguladores de velocidad se especifican en las siguientes tablas.

Para modelar el regulador de voltaje en una unidad térmica se utiliza el modelo de Excitación de Corriente Alterna AC1 cuyas características se especifican en IEEE Std 421.5 Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies para unidades térmicas.

Tabla No. 3. 4: DESCRIPCIÓN, VALORES Y RANGOS DE PARÁMETROS DE LAS VARIABLES DEL VCO_EXAC1

Coeficiente	Descripción	Paráemtro
Tr	Retardo de medición	0,02
Tb	Retardo de tiempo del filtro de entrada	0
Tc	Constante de tiempo del filtro de entrada derivativo	0
Ka	Ganancia del regulador	700
Ta	Constante de tiempo del controlador	0,05
Te	Constante de tiempo de la excitatriz	0,2
Kf	Ganancia de estabilizacion	0,017
Tf	Retardo de tiempo de la estabilizacion	1,4
Kc	Factor de la corriente de excitación	0,1
Kd	Factor de la corriente derivativa de excitación	0,057
Ke	Constante de la excitación	1,15
E1	Factor de Saturación 1	0
Se1	Factor de Saturación 1	0
E2	Factor de Saturación 2	0
Se2	Factor de Saturación 2	0
Vmin	Voltaje mínimo del regulador	-25
Vmax	Voltaje máximo del regulador	30

Para el caso del regulador de velocidad de la central térmica a Gas Machala Power sus reguladores de velocidad y turbinas hidroeléctricas están representados por el modelo GAST2A.

Tabla No. 3. 5: DESCRIPCIÓN, VALORES Y RANGOS DE PARÁMETROS DE LAS VARIABLES DEL PCU_GAST2A

Coeficiente	Descripción	Parámetro
R		0,09
At	Coeficiente de la potencia de la turbina	1
Kt		3
T1	Constante de tiempo	0,4
AT		1
Dturb	Perdidas por fricción	0
Pturb	Potencia nominal de la turbina	0
T2		0,1
T3		3
Vmin	Voltaje minimo	0
Vmax	Voltaje maximo	1

Los demás parámetros tanto de unidades existentes al año 2010 como los modelados al año 2020, sistemas de excitación y reguladores de velocidad y PSS pueden ser obtenidos de la Base de Datos del programa DigSilent Power Factory, que por motivos de espacio no son publicados en este trabajo.

En cumplimiento de lo establecido en la Regulación No. CONELEC 006/00 Procedimientos de Despacho y Operación, el CENACE determinó el siguiente esquema de reserva rodante de generación para la regulación primaria y regulación secundaria de frecuencia, para el periodo estacional de estiaje, abril 2010 – septiembre 2010, vigente desde el 1 de abril de 2010:

Tabla No. 3. 6: RESERVAS DE REGULACIÓN PRIMARIA Y REGULACIÓN SECUNDARIA EN EL S.N.I.

	PORCENTAJES DE RESERVA (%)
RESERVA PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA -RPF: Porcentaje sobre la potencia efectiva de las unidades.- Las unidades serán despachadas a su potencia efectiva sin ningún descuento por Regulación Primaria de Frecuencia. El limitador de carga de las unidades deberá operar en modo libre.	2.13
RESERVA PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA -RSF: Porcentaje sobre la demanda del S.N.I. en puntos de entrega. Reserva a ser considerada en unidades bajo control AGC (central hidroeléctrica Paute y/o central hidroeléctrica Pucará).	4.3

Las unidades generadoras son despachadas considerando la disponibilidad del 100 % de su potencia efectiva declarada.

Todas las unidades generadoras del S.N.I. están en la obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre.

Las bandas de variación de voltaje y factor de potencia en barras está establecido en la Regulación No. CONELEC 004/02, Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM y son de estricto cumplimiento para la elaboración del despacho de carga; a través de la simulación con el software DigSilent Power Factory, se puede apreciar que estos parámetros se cumplen. Una variación fuera de los límites establecidos se indica

mediante una señalización color azul en el caso de que se sobrepase el límite superior y color rojo en el caso de límite inferior. En la Tabla siguiente se indican los valores límites establecidos en la regulación correspondiente.

Tabla No. 3. 7: LÍMITES DE VARIACIÓN DE VOLTAJE ESTABLECIDOS EN LA NORMATIVA.

BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE		
Sistema Nacional de Transmisión		
Barras de 230 kV	Barras de 138 kV	Puntos de entrega: Barras de 69 kV, 46 kV y 34.5 kV
+ 7%/-5% del voltaje nominal	+ 5%/-7% del voltaje nominal	+ 3%/-3% del voltaje nominal
FACTORES DE POTENCIA EN PUNTOS DE ENTREGA		
Distribuidores y Grandes Consumidores	Demanda punta	0.96 o superior inductivo
	Demanda media	0.96 o superior inductivo
	Demanda base	Entre 0.96 y 0.99 inductivo

En el caso de la interconexión con Colombia, los límites de transferencia por las dos líneas de transmisión Jamondino – Pomasqui 230 kV se determinan mediante análisis eléctricos, con las siguientes consideraciones:

Tabla No. 3. 8: TRANSFERENCIAS DE POTENCIA (MW) A TRAVES DE LA INTERCONEXIÓN.
Fuente [20].

Sentido Transferencia	Período	ASF ≤ 190	ASF > 190
Col ► Ecu	Máxima	330	405
	Media	330	520
	Mínima	330	400
Ecu ► Col	Máxima	20	20
	Media	120	120
	Mínima	260	260

Los estudios de generación de seguridad y límites de intercambio entre Colombia y Ecuador fueron actualizados en octubre de 2009, conjuntamente por CENACE – CELEC TRANSELECTRIC y XM (eXpertos en Mercados, Colombia).

No obstante, en la actualidad, debido a limitaciones en el sistema de transmisión del sistema colombiano, las exportaciones a Ecuador están limitadas a 400 MW en horas de base, 160 MW en horas de media y 0 MW en horas de máxima demanda,

Los eventos de falla en un sistema eléctrico de potencia son impredecibles y sus consecuencias pueden ser peligrosas si sus componentes infringen los límites de operación (frecuencia, voltaje, cargabilidad), porque pueden ocasionar eventos en cascada que probablemente lleven al colapso del sistema. Para proteger a los sistemas eléctricos de la operación insegura ante contingencias, se diseñan esquemas de protección mediante dispositivos automáticos de desconexión (protección sistémica).

Todas las funciones del esquema de separación de áreas deberán producir la apertura de los cuatro circuitos Jamondino – Pomasqui en ambos extremos, por lo tanto se debe habilitar el envío y recepción de disparos transferidos en las subestaciones Jamondino y Pomasqui. Con la entrada en operación de la central hidroeléctrica Mazar se incrementará la cargabilidad de las líneas Molino-Zhoray-Milagro-Pascuales de 230 kV, y para minimizar el riesgo de colapso del S.N.I. ante la ocurrencia de contingencias en estas líneas es probable la necesidad de implementar esquemas automáticos de desconexión de carga por bajo voltaje o esquemas automáticos de desconexión de generación.

3.6 Condiciones al año 2020 del S.N.I.

El ingreso de 22 proyectos hidroeléctricos de carácter público y 3 térmicos cambia la topología del S.N.I., al año 2020, el sistema eléctrico ecuatoriano estará configurado tal como se indica en la Figura No. 3. 7. Los restantes proyectos son de carácter privado.

En la Tabla 1 del Anexo 2 del Capítulo 3 se especifica las características detalladas de todos los proyectos que ingresarían hasta el año 2020 y que han sido modelados a través del software DigSilent Power Factory, aquí se detallan las características de los transformadores de unidad, parámetros de los generadores modelados, en donde, dichos valores fueron tomados de las especificaciones entregadas por los fabricantes de las unidades de acuerdo al tipo y capacidad, y en otros casos fueron tomadas de unidades similares especificadas en el libro de Anderson, referencia bibliográfica [15].

En la Figura No. 3. 7 Se presenta el diagrama unifilar del sistema nacional interconectado del Ecuador para el año 2020, en el constan en color rojo las nuevas líneas de transmisión (incluida la línea a 500 kV) y las nuevas subestaciones a ser implementadas, en color magenta se dibujan las nuevas fuentes de generación que estarán presentes hasta el año 2020 y en color negro y azul lo existente hasta el momento. Sobre esta configuración se realiza el análisis de estabilidad para el año 2020.

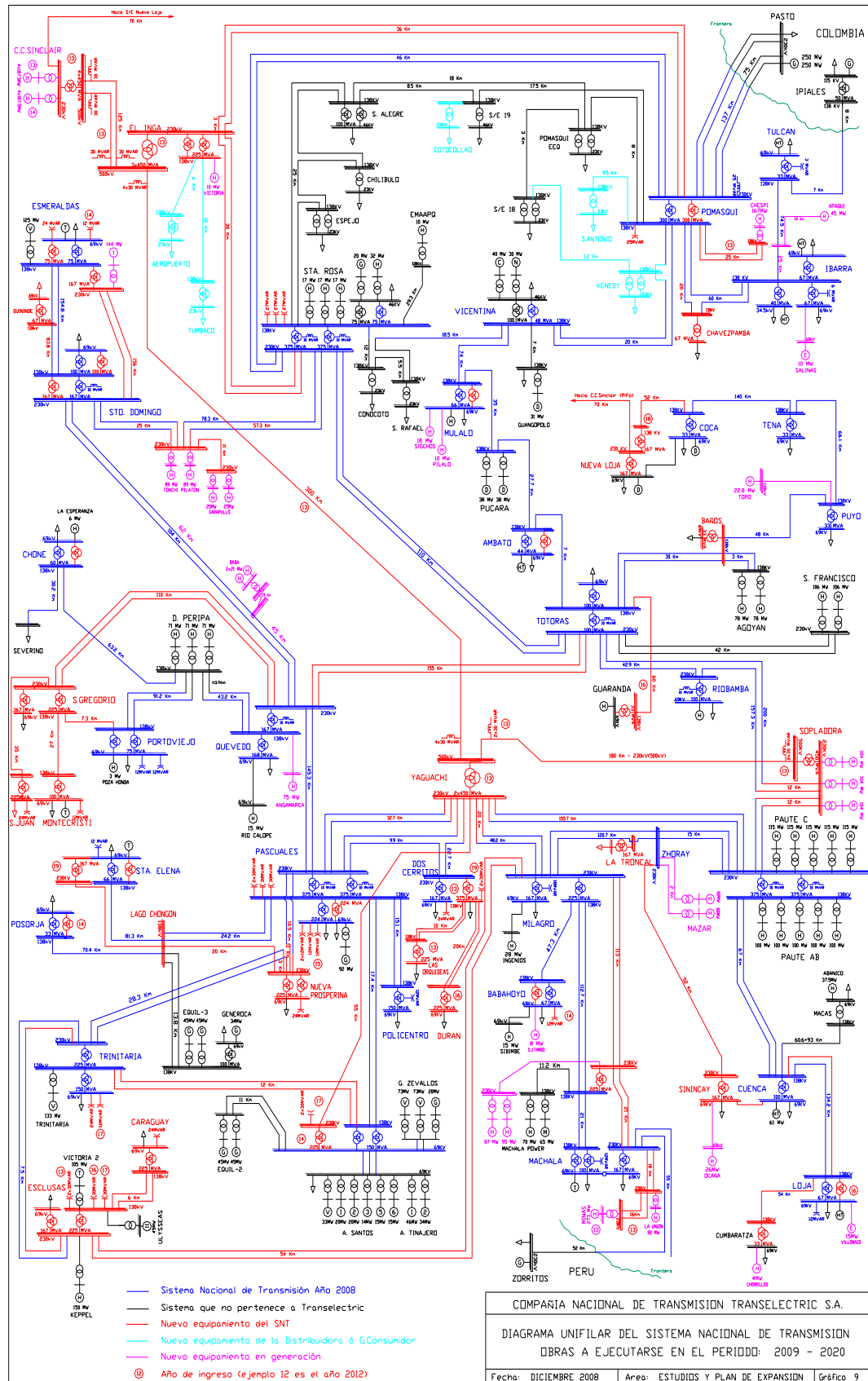


Figura No. 3. 7: DIAGRAMA UNIFILAR DEL S.N.I. AL AÑO 2020. Fuente [2].

En la misma Figura No. 3. 7se puede ver que existe gran variación al sistema nacional interconectado tal y como está configurado en la actualidad.

Los principales cambios son:

Generación:

Tabla No. 3. 9: PROYECTOS DE GENERACION A SER INCORPORADOS HASTA EL AÑO 2020.

AÑO ESTIMADO ENTRADA	PROYECTO	EMPRESA	INSTITUCION	TIPO	POTENCIA [MW]	
Dic-10	Mazar	CELEC-HidroPaute	Público	HidroEléctrico	2*80	160
Jul-11	Miraflores	CELEC-TermoPichincha	Pública	Termoeléctrica		20,4
Ene-11	Baba	Hidrolitoral S.A.	Público	HidroEléctrico	2*21	42
Jul-11	Ocaña	ElecAustro S.A.	Público	HidroEléctrico		26
Ene-11	San José de Minas	San José de Minas S.A.	Público	HidroEléctrico		6
Dic-11	Residuo 2	ND	Pública	Termoeléctrica		100
Jul-11	Villonaco	Villonaco Wind Power S.A.	Privada	Eólica	15	15
Ago-11	Jondachi	CELEC-TermoPichincha	Público	HidroEléctrico	18,00	18
Ago-11	Machala Power	Machala II	Privada	Gas Natural	95,00	95
May-12		Machala III	Privada	Gas Natural	87,00	87
Ene-12	Esmeraldas II	CELEC-TermoEsmeraldas	Pública	Termoeléctrica	144,00	144
Ene-12	Chorrillos	HidroZamora C.E.M.	Público	HidroEléctrico		4
Mar-12	San José de El Tambo	HidroTambo S.A.	Privado	HidroEléctrico	8	8
Jul-12	Topo	Pemaf S.A.	Privada	HidroEléctrico	22,80	22,8
Ago-12	Mazar-Dudas	HidroAzoguez S.A.	Público	HidroEléctrico	22,3	20,9
Dic-12	Sigchos	Triolo S.R.L.	Privado	HidroEléctrico	18	17,4
Dic-12	Apaquí	Current Energy of Ecuador S.A.	Privado	HidroEléctrico	45	36
Ene-13	Victoria	HidroVictoria S.A.	Privado	HidroEléctrico	10	10
Ene-13	Pilaló 3	Qualitec Comercio e Industria Cia Ltda.	Privado	HidroEléctrico	10	9,3
Jun-13	Chontal	HidroEquinoccio S.A.	Público	HidroEléctrico	100	72
Ene-14	Angamarca	Produastro C.A.	Privado	HidroEléctrico	3*22	66
Mar-14	Toachi-Alluriquin	HidroToapi S.A. (HCPProvincial Prichincha)	Público	HidroEléctrico	3*68	204
Mar-14	Toachi-Sarapullo	HidroToapi S.A. (HCPProvincial Prichincha)	Público	HidroEléctrico	3*16.3	50
Abr-14	Sopladora	CELEC-HidroPaute	Público	HidroEléctrico	3*162.3	487
May-14	Llanganates	CELEC-TermoPichincha	Público	HidroEléctrico	27,6	27,6
Jun-14	La Union	Enerjubones S.A.	Público	HidroEléctrico	2*40 FP 0,8	80,5
Sep-14	Quijos	Empresa Eléctrica Quito		HidroEléctrico	50	50
Sep-14	Baeza	Empresa Eléctrica Quito		HidroEléctrico	50	50
Dic-14	Soldados	ElecAustro S.A.	Público	HidroEléctrico	5,4	
Dic-14	Yanuncay	ElecAustro S.A.	Público	HidroEléctrico	16	
Dic-14	Minas_Eaustro	ElecAustro S.A.	Público	HidroEléctrico	6,4	27,8
Abr-15	Chespí	HidroEquinoccio S.A.	Público	HidroEléctrico	250	167
Abr-15	Coca-Codo-Sinclair	Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S.A.	Público	HidroEléctrico	8*187.5	1500
Jun-15	Minas	Enerjubones S.A.	Público	HidroEléctrico	3*95(285) 100 MVA	273,5
Jun-15	Villadora	HidroEquinoccio S.A.	Público	HidroEléctrico	300	270
Ene-17	Cardenillo	CELEC-HidroPaute	Público	HidroEléctrico	327	400
					35	4567,2

En total se integran al S.N.I. un total de 35 proyectos de generación, entre ellos un eólico y cuatro térmicos con una potencia instada total de 4.567 MW.

Transmisión:

Tabla No. 3. 10: LINEAS DE TRANSMISION ASOCIADAS A LOS PROYECTOS DE GENERACION A SER IMPLEMENTADOS HASTA EL AÑO 2020.

Año de Ingreso	Nombre de la linea de Transmisión	Voltaje (kV)	Longitud (Km)
2010	Pomasqui-El Inga	230	39
2010	El Inga-Santa Rosa	230	30
2010	Milagro-Las Esclusas	230	54
2010	Montecristi-San Gregorio	138	27
2010	Lagode Chongon-Santa Elena	138	81,3
2010	Milagro-Machala	230	134
2010	Cuenca-Loja	138	134,2
2010	Aeropuerto UIO	138	6
2011	El Inga-Nueva Loja	230	70
2011	Santo Domingo-Esmeraldas	230	156
2011	Totoras-Quevedo	230	155
2011	San Gregorio-San Juan	230	35
2011	Quevedo-San Gregorio	230	110
2011	Milagro-Babahoyo	138	47,3
2011	San Idelfonso-Machala	230	114+21
2011	Ocaña-Sinincay	69	41
2012	Quevedo-San Gregorio	230	110
2012	Apaquí-Ibarra	138	14
2010	Milagro-San Idelfonso	230	114+21
2012	Loja-Cumbaratza	138	54
2012	Trinitaria-Esclusas	230	6,5
2013	Nanegalito-El Inga	230	
2013	Santa Rosa-Santo Domingo	230	57,3+25
2013	Sarapullo	230	11
2013	Sopladora-Yaguachi	230	180
2013	Molino-Sopladora	230	12
2013	Yaguachi-Pascuales	230	
2013	Yaguachi-Dos Cerritos	230	
2013	Sopladora-Riobamba	230	
2013	Sopladora-Totoras	230	
2013	La Unión-Machala	230	18
2014-2015	Coca Codo Sinclair-El Inga	500	125
2014-2015	Coca Codo Sinclair-Nueva Loja	230	70
2014-2015	Nanegalito-San Gregorio	230	200
2014-2015	San Gregorio-San Juan	230	35
2014-2015	El Inga (Pifo)-Yaguachi	500	300
2014-2015	Yaguachi-Salitril	230	55
2014-2015	Dos Cerritos-Las Orquideas	138	10
2014-2015	San Idelfonso-Machala	230	21
2014-2015	Minas-Machala	230	16
2016-2017	Totoras-Guaranda	138	60
2016-2017	Dos Cerritos-Durán	138	20
2018-2020	Nueva Loja- COCA(FcoOrellana)	138	52
2018-2020	Nueva Prosperina-Chongon-Sta. Elena	230	101,3
2018-2020	Milagro-Babahoyo	138	47,3

Se puede destacar en la Tabla No. 3. 10, las líneas de 500 kV que parten desde la Central Coca Codo Sinclair hasta las subestaciones de El Inga y Yaguachi.

3.7 Análisis de pequeña señal para condiciones del S.N.I. al 2020

Con el sistema eléctrico configurado como se indica en la Figura No. 3. 7, se procede a realizar el Análisis Modal para determinar las condiciones de estabilidad de pequeña señal del S.N.I. al año 2020.

En primer lugar se realiza el análisis para Demanda Mínima (P03) nomenclatura utilizada en el CENACE para indicar la hora del despacho, este valor significa las 03:00, hora en la que se considera existe la mínima demanda en el sistema, como se mencionó anteriormente la hidrología considerada será para todos los análisis la hidrología seca.

Los valores propios obtenidos se indican en la Figura No. 3. 8.

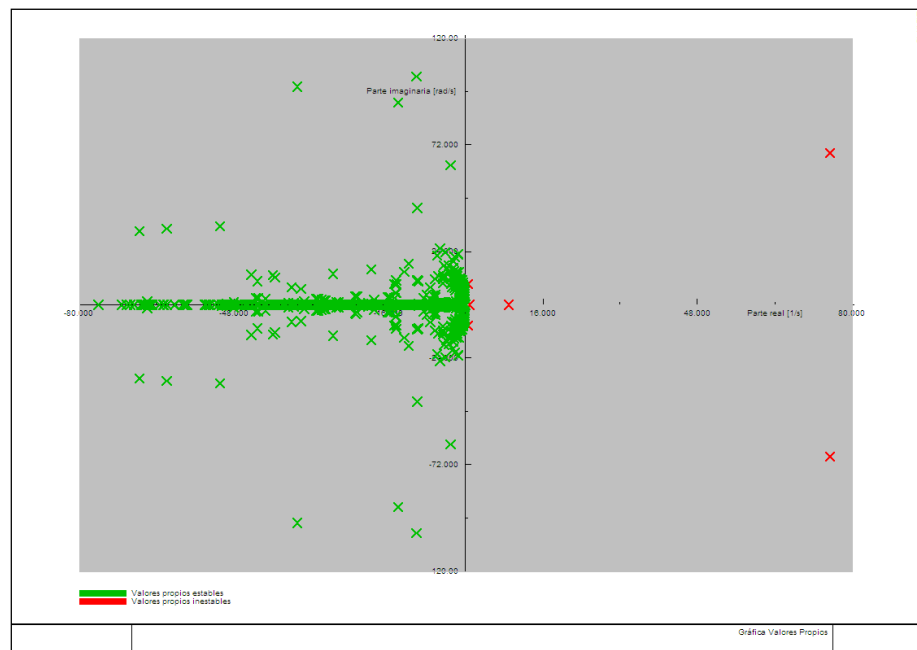


Figura No. 3. 8: VALORES PROPIOS PARA DEMANDA MÍNIMA (P03) S.N.I. 2020.

En el plano complejo de valores propios mostrado en la figura anterior, existen dos pares de valores con amortiguamiento negativo (Damping) los mismos que corresponden a los valores de Razón de amortiguamiento Épsilon ($\zeta < 5\%$) que es considerado en el estudio de estabilidad de pequeña señal como un valor inestable. El primer modo oscilante 200 y 201 (Tabla No. 3.11) corresponde a la central de Guavio en Colombia con un amortiguamiento de -74,16% y un Factor de Participación de 8,1%; su frecuencia de oscilación de 10,86 Hz indica un modo de oscilación electromecánica de carácter torsional (10 Hz a 46 Hz), las gráficas correspondientes se muestran en el Anexo 2 del Capítulo 3, Figura No. 25. Al corresponder al área de Colombia, su análisis no es tratado en este trabajo.

En la Tabla No. 3. 11 se muestra el modo oscilante $0,56 \pm j9,28$ que tiene un amortiguamiento negativo de -6,12% y un Factor de Participación del 89,7%, su frecuencia de oscilación de 1,48 Hz indica un modo de oscilación de baja frecuencia de carácter local (0,8 Hz a 2,0 Hz), el modo de oscilación correspondiente es el Modo 587 y pertenece a la Unidad 06 de Paute, lo que indica que esta unidad se encuentra oscilando en modo local con las unidades que constan en la Figura No. 3. 9. El sistema es oscilante.

Tanto en la Figura No. 3. 8 y Figura No. 3. 9 se indica el grado de incidencia que tienen las variables de estado en los valores propios, esto corresponde al porcentaje del Factor de Participación de cada unidad en el modo oscilante (587), en todos los casos la variable de estado de mayor incidencia es la velocidad del rotor. La Unidad U06-Paute tiene una participación del 89,7%, las 3 unidades de Sopladora 12%, Machala Power 13,1 y las unidades 1-4 de Coca Codo Sinclair que se encuentran en línea en Demanda Mínima un Factor de Participación del 14,5%

Tabla No. 3. 11: VALORES PROPIOS, MODOS DE OSCILACION Y FACTORES DE PARTICIPACION P03.

Análisis de Pequeña Señal							
Valores Propios: S.N.I Ecuador con interconexion COL							
Demanda mínima 2020							
Real	Imaginario	ζ	f (Hz)	Factor de participación	Variable de estado	Modo de oscilación	
0,56868	9,282449	-0,06114984	1,47738369	89,7	G_U6_PAUTE: s_speed	LOCAL	0,8 Hz - 2,0 Hz

Lista de Modos No Amortiguados							
Modo	Damping	Periodo	Velocidad angular	Amortiguamiento Epsilon (p.u)	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia	Frecuencia natural
185	0	0,031	202,6834	0,0000	0,0000	32,2581	#iDIV/0!
186	0	0,031	202,6834	0,0000	0,0000	32,2581	#iDIV/0!
200	-75,508	0,092	68,2955	-0,7416	-74,1640	10,8696	101,8122
201	-75,508	0,092	68,2955	-0,7416	-74,1640	10,8696	101,8122
587	-0,569	0,677	9,2809	-0,0612	-6,1194	1,4771	9,2983
588	-0,569	0,677	9,2809	-0,0612	-6,1194	1,4771	9,2983
757	0,161	0,831	7,5610	0,0213	2,1289	1,2034	7,5627
758	0,161	0,831	7,5610	0,0213	2,1289	1,2034	7,5627
785	0,157	1,031	6,0943	0,0258	2,5753	0,9699	6,0963
786	0,157	1,031	6,0943	0,0258	2,5753	0,9699	6,0963
789	0,273	0,956	6,5724	0,0415	4,1502	1,0460	6,5780
790	0,273	0,956	6,5724	0,0415	4,1502	1,0460	6,5780

Modo 587

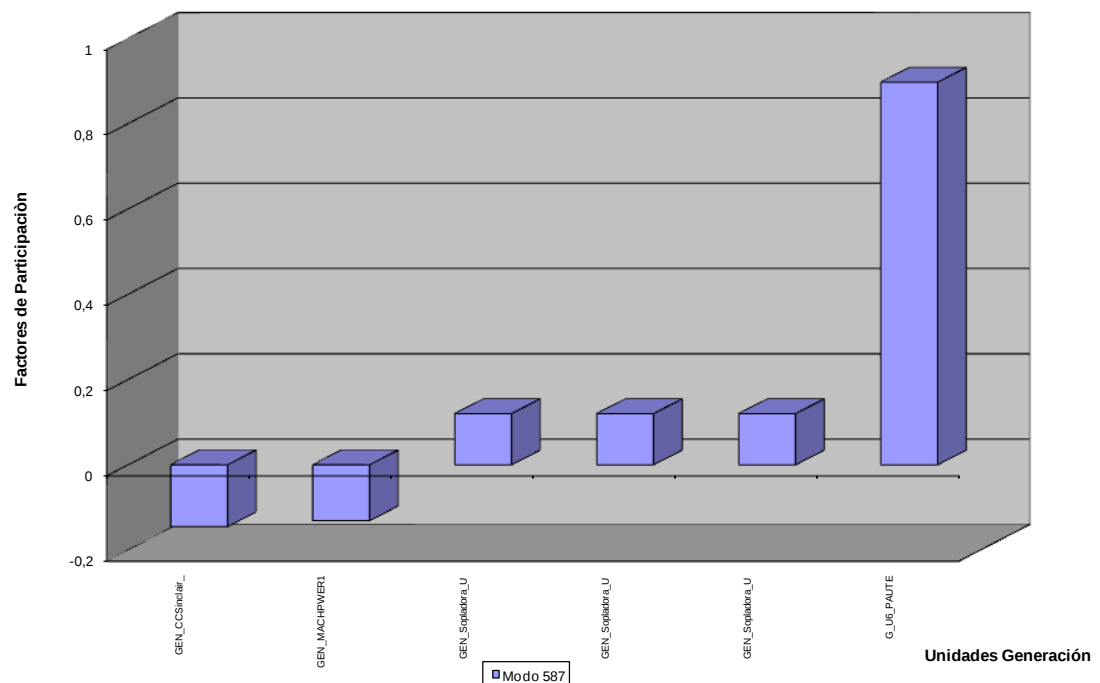


Figura No. 3. 9: MODO DE OSCILACIÓN LOCAL 587 PERTENECIENTE A LA UNIDAD 06 PAUTE.

Por otro lado, en el Modo 785, Tabla No. 3. 11, se observa una frecuencia de oscilación de 0,97 Hz que corresponde a un modo de oscilación local, este modo está asociado a las centrales: Ecoelectric (100% de participación-36,5 MW), Coca Codo Sinclair (78,5%-400 MW), Llanganates (10,6%-27,6 MW), Mazar Dudas (11,1%-20,9 MW), Termoesmeraldas (11,6%-300 MW), Unidades 1 y 2 de Ocaña (52,8%-26 MW), es decir estas unidades se encuentran oscilando entre sí con una frecuencia de modo local de 0,97 Hz. Lo anteriormente descrito se puede observar en el Anexo2 del Capítulo 3, Figuras No. 26 y No. 27.

En el mismo Anexo 2, Figura No. 28 se indica el Modo 789 (Tabla No. 3.11), que bajo el mismo análisis anterior determina las unidades que se encuentran oscilando entre sí con una frecuencia de 1,05 Hz correspondiente a un modo de oscilación local. Para estos dos casos (Modo785 y Modo 789) el sistema es estable pues los valores propios se encuentran en el lado izquierdo del plano complejo, aunque poseen un amortiguamiento bajo; 2,58% y 4,15%, respectivamente.

A continuación para las unidades de generación que más aportan al modo oscilante e inestable (Modo 587) se aplica la prueba de escalón de voltaje y potencia a sus respectivos reguladores de tensión y velocidad, con ello se obtiene la respuesta al escalón para las condiciones dadas: Demanda mínima, hidrología seca, año 2020. Las respuestas obtenidas se observa en las siguientes figuras, en donde es predominante la inestabilidad de la variable de estado velocidad del rotor y por lo tanto de las potencias activa y reactiva, aun así se tenga una respuesta más o menos coherente de sus respectivos reguladores. Lo dicho anteriormente se puede ver en las figuras 3.10 a la 3.13.

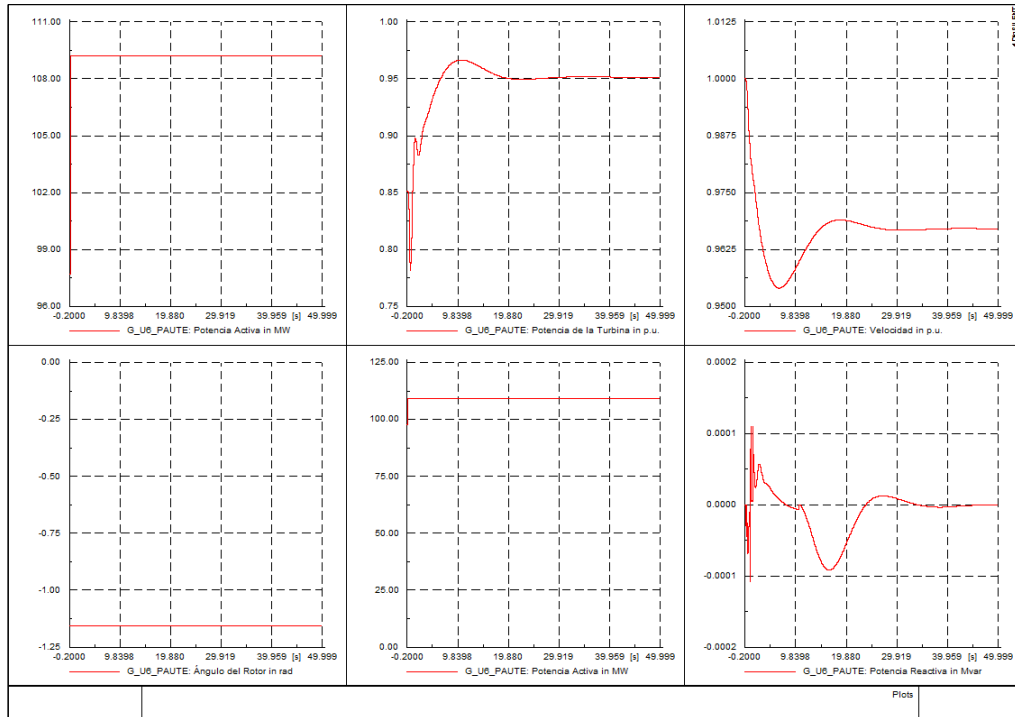


Figura No. 3. 10: RESPUESTA AL ESCALÓN DE POTENCIA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD DE LA U_06 PAUTE.

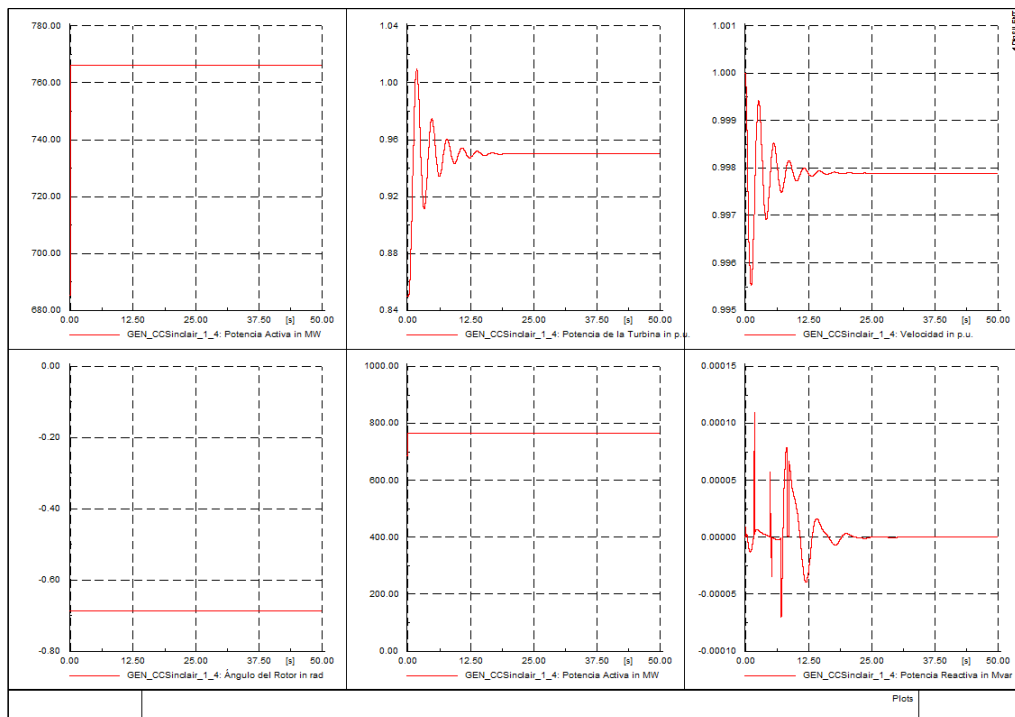


Figura No. 3. 11: RESPUESTA AL ESCALÓN DE POTENCIA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD DE LAS UNIDADES 1-4 DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR.

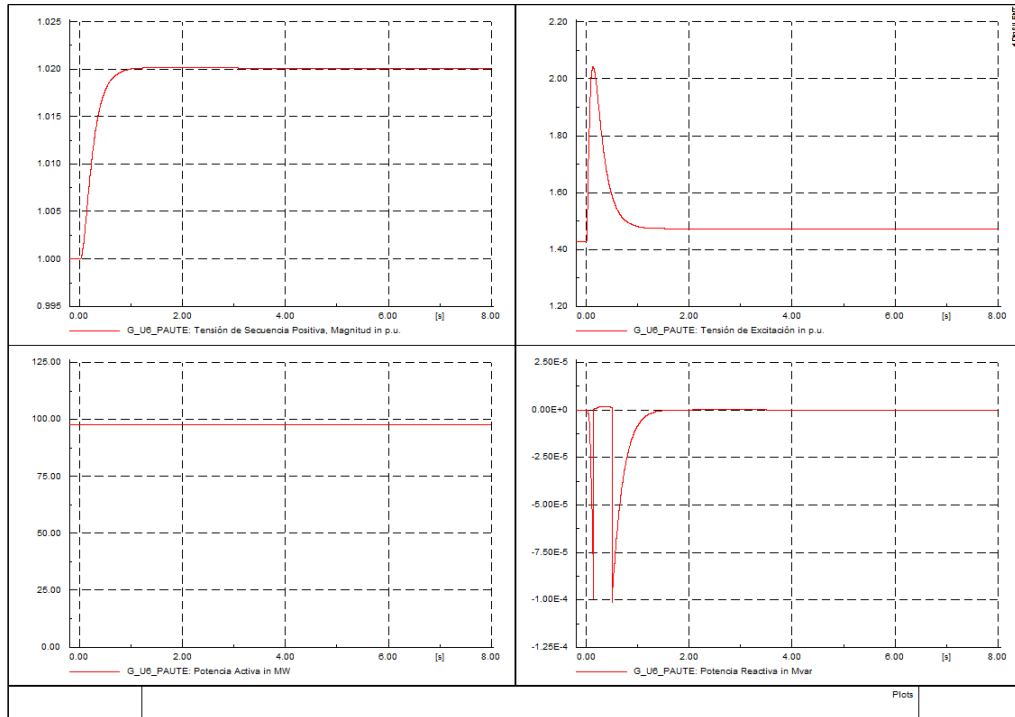


Figura No. 3. 12: RESPUESTA AL ESCALON DE VOLTAJE DEL REGULADOR DE TENSIÓN DE LA U_06 PAUTE.

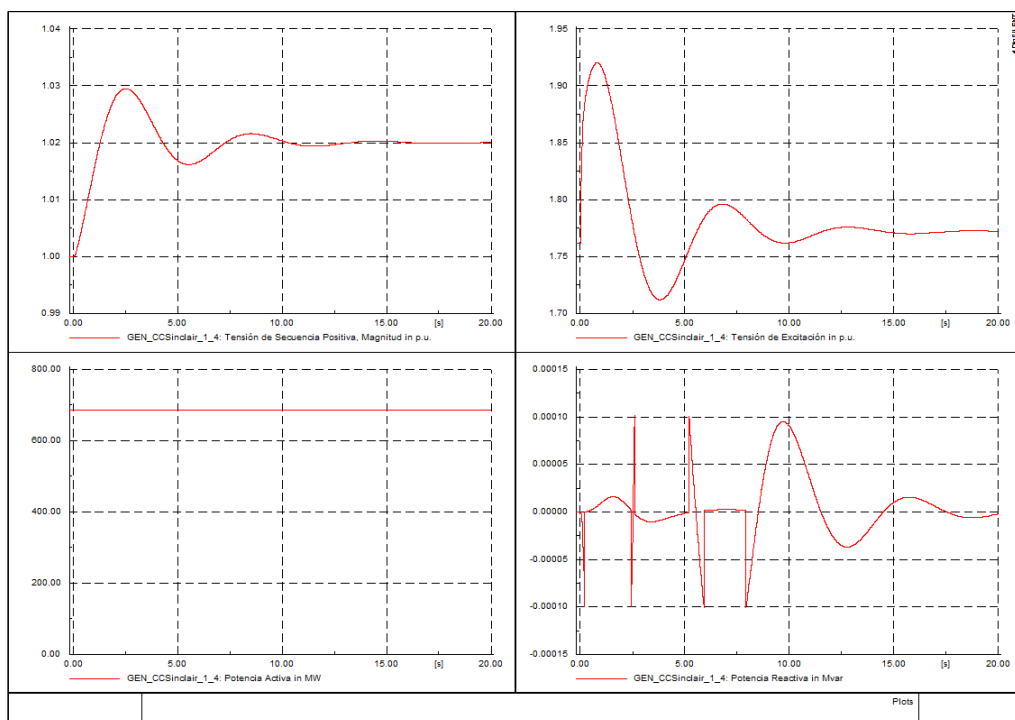


Figura No. 3. 13: RESPUESTA AL ESCALON DE VOLTAJE DEL REGULADOR DE TENSIÓN DE LAS UNIDADES 1-4 DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR.

Continuando con el análisis de estabilidad de pequeña señal, ahora se realizará el detalle para Demanda Media (P12) que corresponde a la hora 12:00 como despacho al cual se relaciona a la demanda media en el sistema, los valores propios obtenidos por el DigSilent Power Factory son los mostrados en el plano complejo de la Figura No. 3. 14.

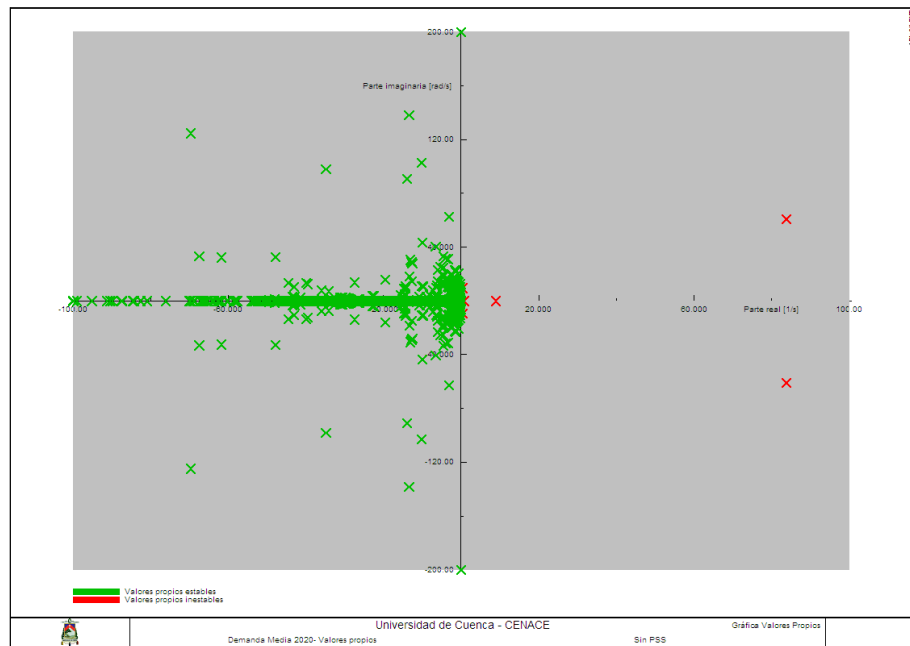


Figura No. 3. 14: VALORES PROPIOS PARA DEMANDA MEDIA (P12) S.N.I. 2020.

En el plano complejo de valores propios mostrado en la figura anterior, existen dos pares de valores con amortiguamiento negativo (Damping) los mismos que corresponden a los valores de Razón de amortiguamiento Épsilon ($\zeta < 5\%$) que es considerado en el estudio de estabilidad de pequeña señal como un valor inestable. El primer modo oscilante 305 y 306 corresponde a la central de Guavio en Colombia con un amortiguamiento de -80,84% y un Factor de Participación de 8,4%; su frecuencia de oscilación de 9,71 Hz indica un modo de oscilación correspondiente al control de la unidad ($>4,00$ Hz), las gráficas correspondientes se muestran en el Anexo 2 del

Capítulo 3, Figura No. 29. Al corresponder al área de Colombia, su análisis no es tratado en este trabajo.

En la Tabla No. 3. 12se muestra el modo oscilante $0,46 \pm j9,45$ que tiene un amortiguamiento negativo de -4,9% y un Factor de Participación del 86,6%, su frecuencia de oscilación de 1,50 Hz indica un modo de oscilación de baja frecuencia de carácter local (0,8 Hz a 2,0 Hz), el modo de oscilación correspondiente es el Modo 766 y pertenece a la Unidad 06 de Paute, lo que indica que esta unidad se encuentra oscilando en modo local con las unidades que constan en laFigura No. 3. 15. El sistema es oscilante.

Tabla No. 3. 12: VALORES PROPIOS, MODOS DE OSCILACIÓN Y FACTORES DE PARTICIPACION P12.

Análisis de Pequeña Señal						
Valores Propios: S.N.I Ecuador con interconexion COL						
Demanda media 2020						
Real	Imaginario	ζ	f (Hz)	Factor de participación	Variable de estado	Modo de oscilación
0,46446	9,452364	-0,04907798	1,504427162	86,6	G_U6_PAUTE: s_speed	LOCAL 0,8 Hz - 2,0 Hz

Lista de Modos No Amortiguados							
Modo	Damping	Period	Velocidad angular	Amortiguamiento Epsilon (p.u)	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia	Frecuencia natural
289	0	0,031	202,6834	0,0000	0,0000	32,2581	#iDIV/0!
290	0	0,031	202,6834	0,0000	0,0000	32,2581	#iDIV/0!
305	-83,78	0,103	61,0018	-0,8084	-80,8411	9,7087	103,6355
306	-83,78	0,103	61,0018	-0,8084	-80,8411	9,7087	103,6355
458	0,653	0,307	20,4664	0,0319	3,1890	3,2573	20,4768
459	0,653	0,307	20,4664	0,0319	3,1890	3,2573	20,4768
644	0,336	0,497	12,6422	0,0266	2,6568	2,0121	12,6467
645	0,336	0,497	12,6422	0,0266	2,6568	2,0121	12,6467
766	-0,464	0,665	9,4484	-0,0490	-4,9050	1,5038	9,4598
767	-0,464	0,665	9,4484	-0,0490	-4,9050	1,5038	9,4598
776	0,356	0,602	10,4372	0,0341	3,4089	1,6611	10,4433
777	0,356	0,602	10,4372	0,0341	3,4089	1,6611	10,4433
778	0,356	0,602	10,4372	0,0341	3,4089	1,6611	10,4433
779	0,356	0,602	10,4372	0,0341	3,4089	1,6611	10,4433
862	0,162	0,831	7,5610	0,0214	2,1421	1,2034	7,5627
863	0,162	0,831	7,5610	0,0214	2,1421	1,2034	7,5627
866	0,417	0,73	8,6071	0,0484	4,8392	1,3699	8,6172
867	0,417	0,73	8,6071	0,0484	4,8392	1,3699	8,6172
968	0,148	1,049	5,9897	0,0247	2,4702	0,9533	5,9915
969	0,148	1,049	5,9897	0,0247	2,4702	0,9533	5,9915
972	0,265	0,958	6,5586	0,0404	4,0372	1,0438	6,5640
973	0,265	0,958	6,5586	0,0404	4,0372	1,0438	6,5640

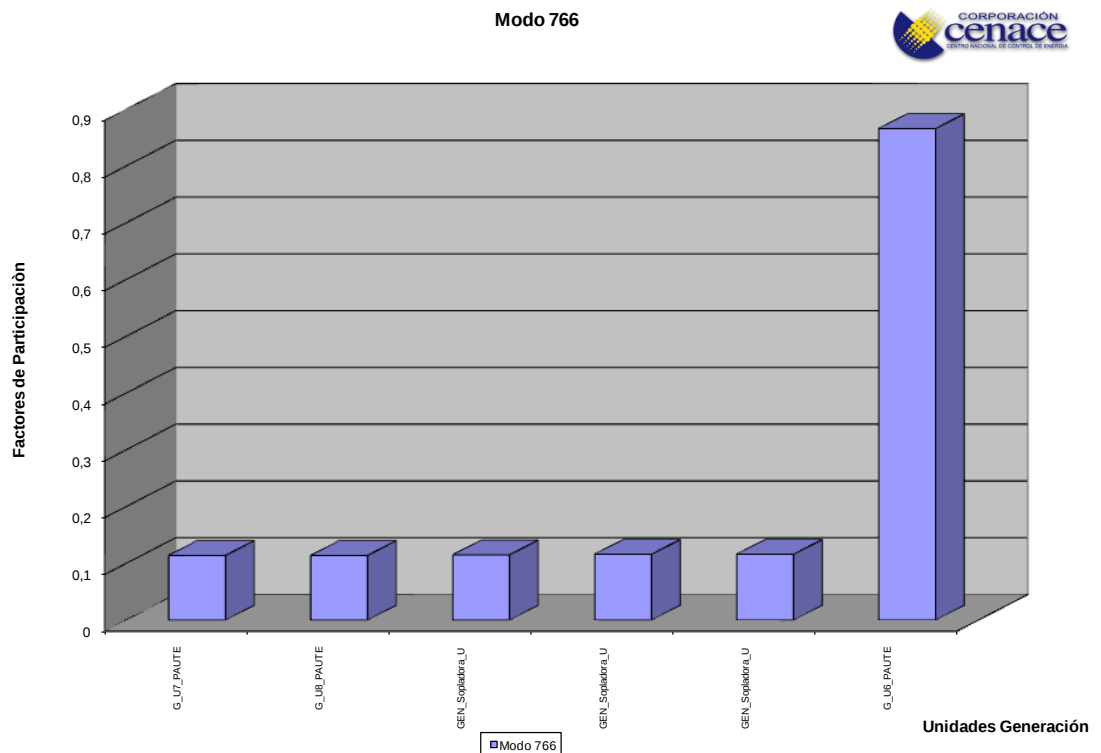


Figura No. 3. 15: MODO DE OSCILACIÓN LOCAL 766 PERTENECIENTE A LA UNIDAD 06 PAUTE.

Tanto en la Figura No. 3. 14 y Figura No. 3. 15 se indica el grado de incidencia que tienen las variables de estado en los valores propios, esto corresponde al porcentaje del Factor de Participación de cada unidad en el modo oscilante (766), en todos los casos la variable de estado de mayor incidencia es la velocidad del rotor. La Unidad U06-Paute tiene una participación del 86,6%, 2 unidades de Sopladora con 11,6% y 1 con el 11,5%, y las unidades U07 y U08 de Paute con un Factor de Participación del 11,4%.

Los modos subsiguientes que pueden observarse en la Tabla No. 3. 12, corresponden a modos de oscilación estables aunque con coeficientes de amortiguamiento menores al 5%, todos son modos de oscilación local y corresponden: Modos 776 y 778a las unidades de Minas La Unión con una frecuencia de oscilación de 1,66 Hz y un amortiguamiento de 3,4% con un alto factor de participación de oscilación de las

unidades de toda la central, lo anterior puede verse en el Anexo 2 del Capítulo 3, Figura No. 30.

Modo 866 en donde de acuerdo a la Figura No. 31 del Anexo 2 del Capítulo 3, existe un gran grupo de centrales del área de Ecuador que oscilan entre sí con una frecuencia de 1,37 Hz y un amortiguamiento de 4,84%. En el Anexo se indican también dos modos más de oscilación que corresponden a unidades del área Ecuador, Modo 968 y Modo 972; el primero similar al Modo 785 de la Figura No. 26 y el último en donde oscilan las unidades de Coca Codo Sinclair contra las unidades de Colombia. Todos estos modos son estables, Figuras No. 32 y No. 33.

En la Figura No. 34 se indica el Modo 766 correspondiente al modo de oscilación local de la U06 de Paute en formato DigSilent Power Factory.

De igual forma que en la sección anterior en donde se realizó la prueba de escalón de tensión y potencia a los reguladores de las unidades con mayor porcentaje de participación en el modo oscilante 766, a continuación en las figuras de la 3.16 a la 3.19 se grafican las respuestas a la prueba de escalón para los reguladores de las unidades de U06 Paute y U01 Sopladora.

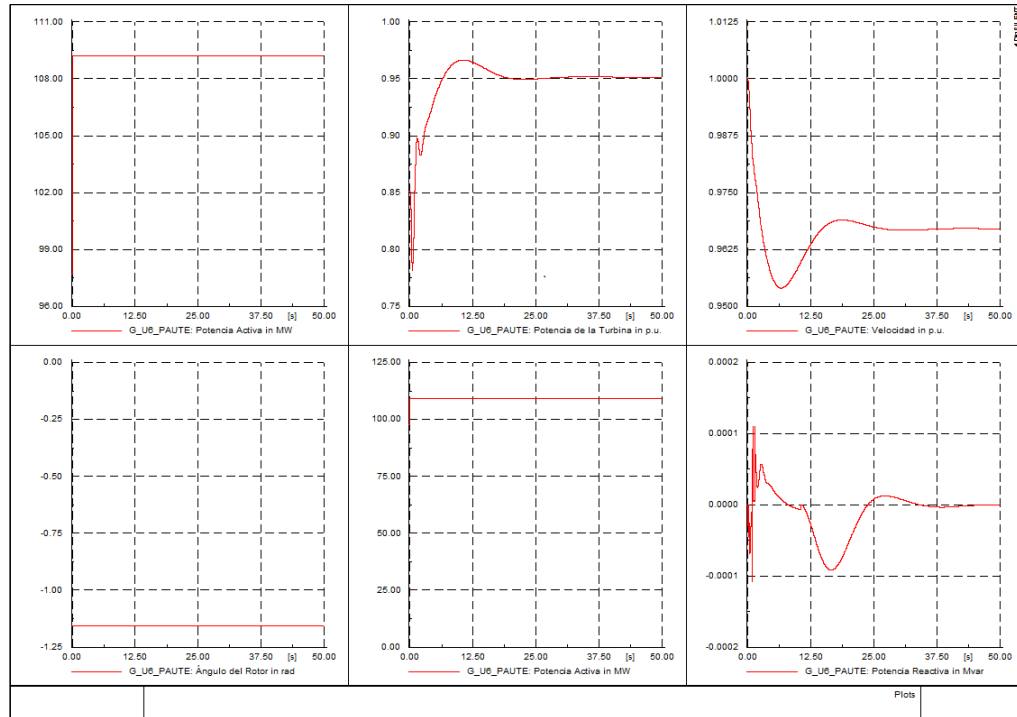


Figura No. 3. 16: RESPUESTA AL ESCALON DE POTENCIA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD DE LA U06 PAUTE.

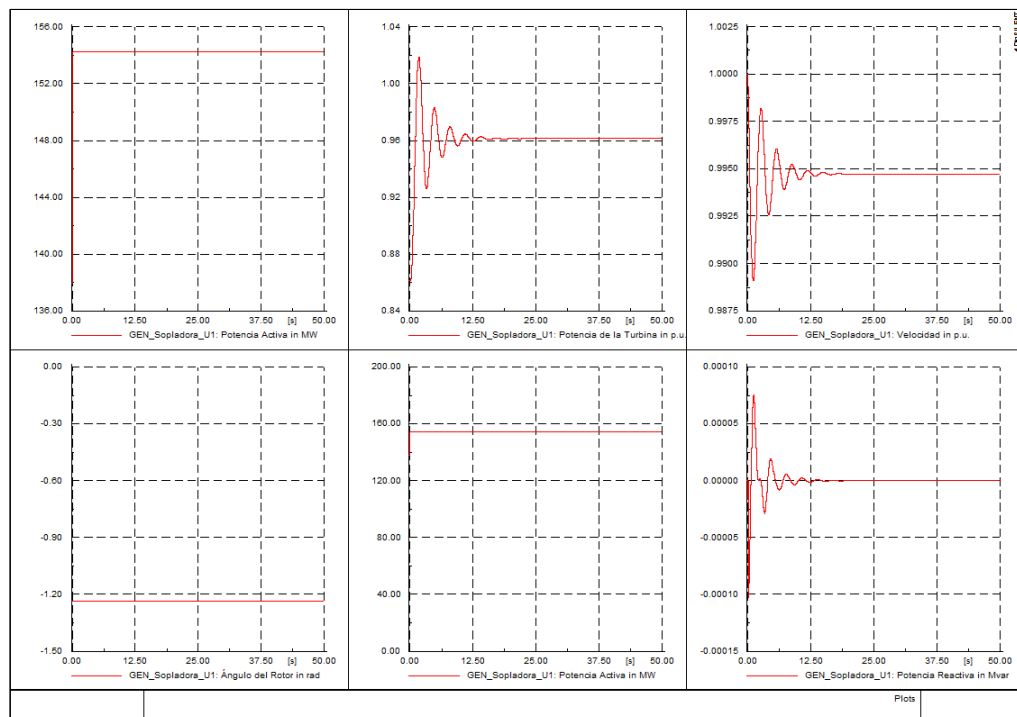


Figura No. 3. 17: RESPUESTA AL ESCALON DE POTENCIA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD DE LA U01 SOPLADORA.

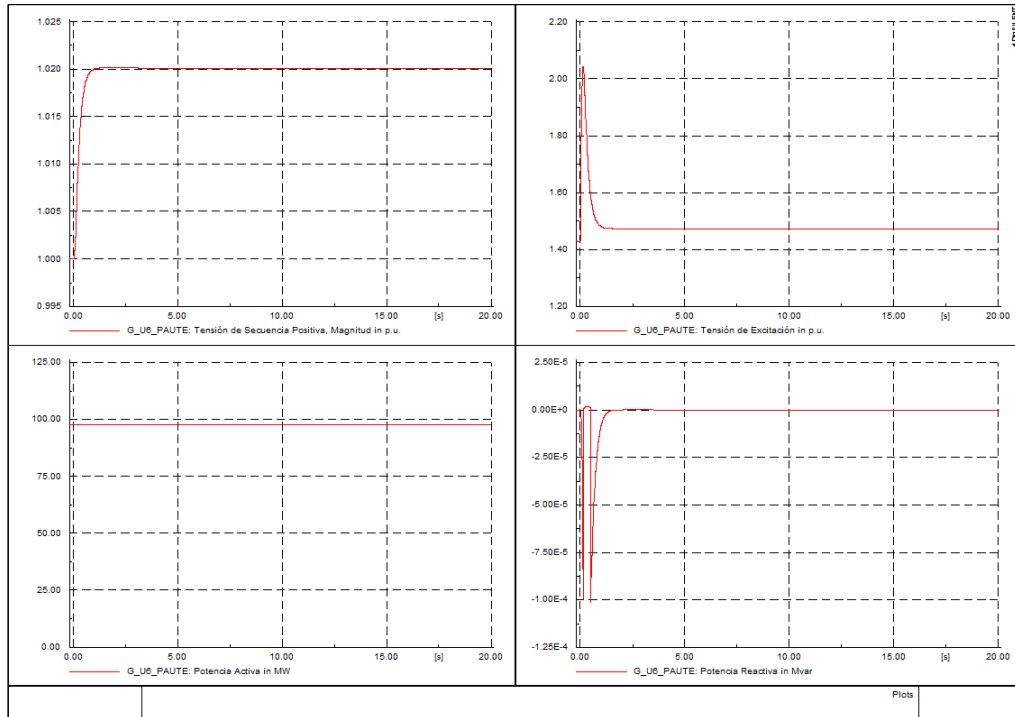


Figura No. 3. 18: RESPUESTA AL ESCALON DE VOLTAJE DEL REGULADOR DE TENSION DE LA U06 PAUTE.

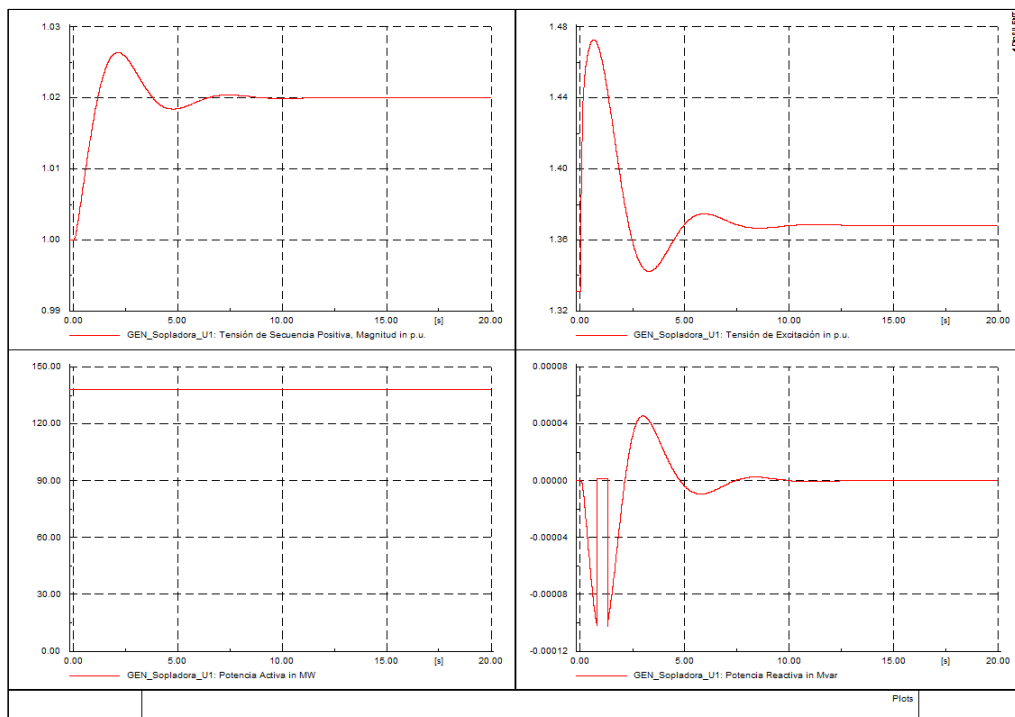


Figura No. 3. 19: RESPUESTA AL ESCALON DE VOLTAJE DEL REGULADOR DE TENSION DE LA U01 SOPLADORA.

Para el último caso, Demanda Máxima (P19) que corresponde a la hora pico 19:00 en la Figura No. 3. 20 se muestra el plano complejo con los valores propios obtenidos del análisis de pequeña señal realizado.

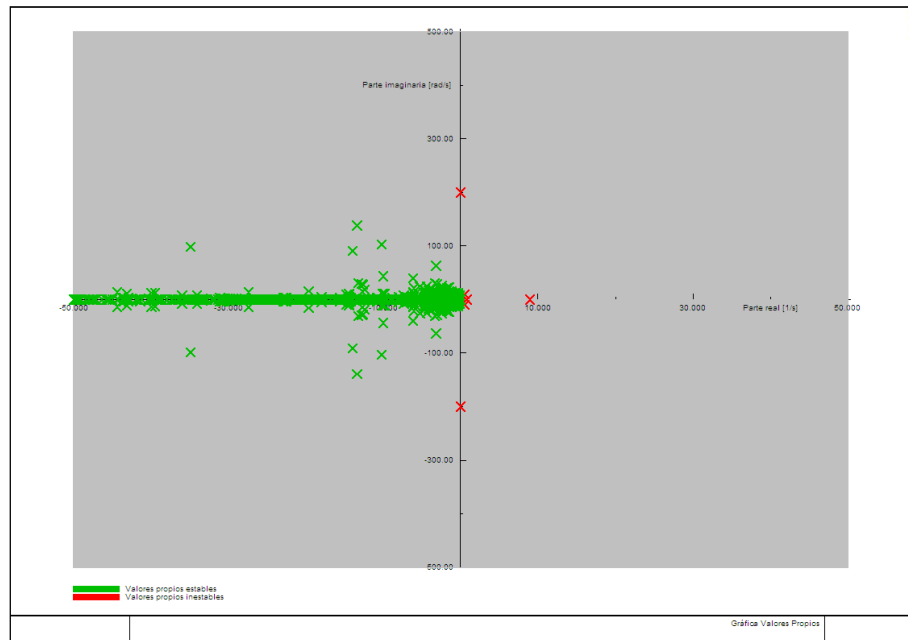


Figura No. 3. 20: VALORES PROPIOS PARA DEMANDA MEDIA (P19) S.N.I. 2020.

En la Tabla No. 3. 13 se muestra el modo oscilante $0,44 \pm j9,60$ que tiene un amortiguamiento negativo de -4,5% y un Factor de Participación del 86,0%, su frecuencia de oscilación de 1,53 Hz indica un modo de oscilación de baja frecuencia de carácter local (0,8 Hz a 2,0 Hz), el modo de oscilación correspondiente es el Modo 800 y pertenece a la Unidad 06 de Paute, lo que indica que esta unidad se encuentra oscilando en modo local con las unidades que constan en la Figura No. 3. 21. El sistema es oscilante.

Tabla No. 3. 13: VALORES PROPIOS, MODOS DE OSCILACIÓN Y FACTORES DE PARTICIPACION P19.

Análisis de Pequeña Señal							
Valores Propios: S.N.I Ecuador con interconexion COL							
Demanda Máxima 2020							
Real	Imaginario	ζ	f (Hz)	Factor de participación	Variable de estado	Modo de oscilación	
0,43767	9,594388	-0,04556997	1,527031535	86	G_U6_PAUTE: s_speed	LOCAL	0,8 Hz - 2,0 Hz

Lista de Modos No Amortiguados							
Modo	Damping	Period	Velocidad angular	Amortiguamiento Epsilon (p.u)	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia	Frecuencia natural
289	0	0,031	202,6834	0,0000	0,0000	32,2581	#iDIV/0!
290	0	0,031	202,6834	0,0000	0,0000	32,2581	#iDIV/0!
304	-74,198	0,091	69,0460	-0,7321	-73,2066	10,9890	101,3543
305	-74,198	0,091	69,0460	-0,7321	-73,2066	10,9890	101,3543
728	0,282	0,508	12,3685	0,0228	2,2794	1,9685	12,3717
729	0,282	0,508	12,3685	0,0228	2,2794	1,9685	12,3717
800	-0,438	0,655	9,5926	-0,0456	-4,5612	1,5267	9,6026
801	-0,438	0,655	9,5926	-0,0456	-4,5612	1,5267	9,6026
806	0,518	0,598	10,5070	0,0492	4,9241	1,6722	10,5198
807	0,518	0,598	10,5070	0,0492	4,9241	1,6722	10,5198
818	0,314	0,638	9,8483	0,0319	3,1868	1,5674	9,8533
819	0,314	0,638	9,8483	0,0319	3,1868	1,5674	9,8533
980	0,161	0,832	7,5519	0,0213	2,1314	1,2019	7,5536
981	0,161	0,832	7,5519	0,0213	2,1314	1,2019	7,5536
1014	0,155	0,998	6,2958	0,0246	2,4612	1,0020	6,2977
1015	0,155	0,998	6,2958	0,0246	2,4612	1,0020	6,2977
1016	0,25	0,96	6,5450	0,0382	3,8169	1,0417	6,5498
1017	0,25	0,96	6,5450	0,0382	3,8169	1,0417	6,5498
1028	0,233	1,049	5,9897	0,0389	3,8871	0,9533	5,9942
1029	0,233	1,049	5,9897	0,0389	3,8871	0,9533	5,9942
1036	0,233	1,111	5,6554	0,0412	4,1164	0,9001	5,6602
1037	0,233	1,111	5,6554	0,0412	4,1164	0,9001	5,6602

Todos los Modos de oscilación y los Factores de Participación correspondientes a la Demanda Máxima se muestran en resumen en el Anexo 2 del Capítulo 3, Figuras No. 35 a No. 40.

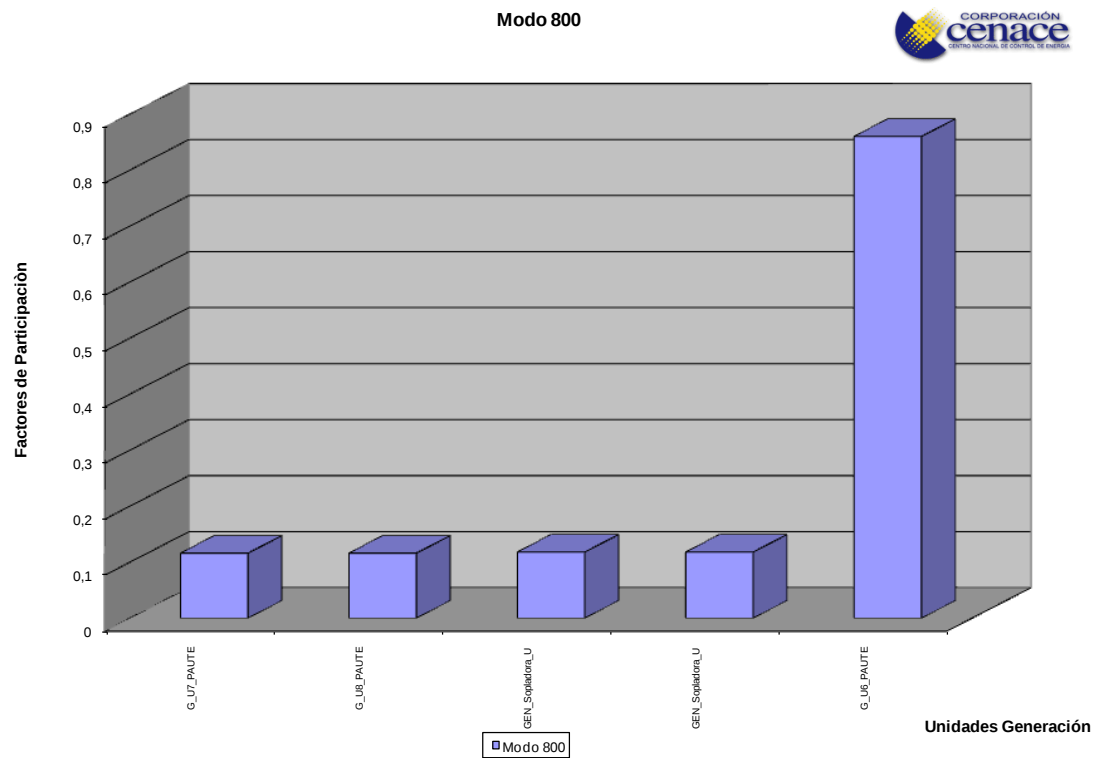


Figura No. 3. 21: MODO DE OSCILACIÓN LOCAL 800 PERTENECIENTE A LA UNIDAD 06 PAUTE.

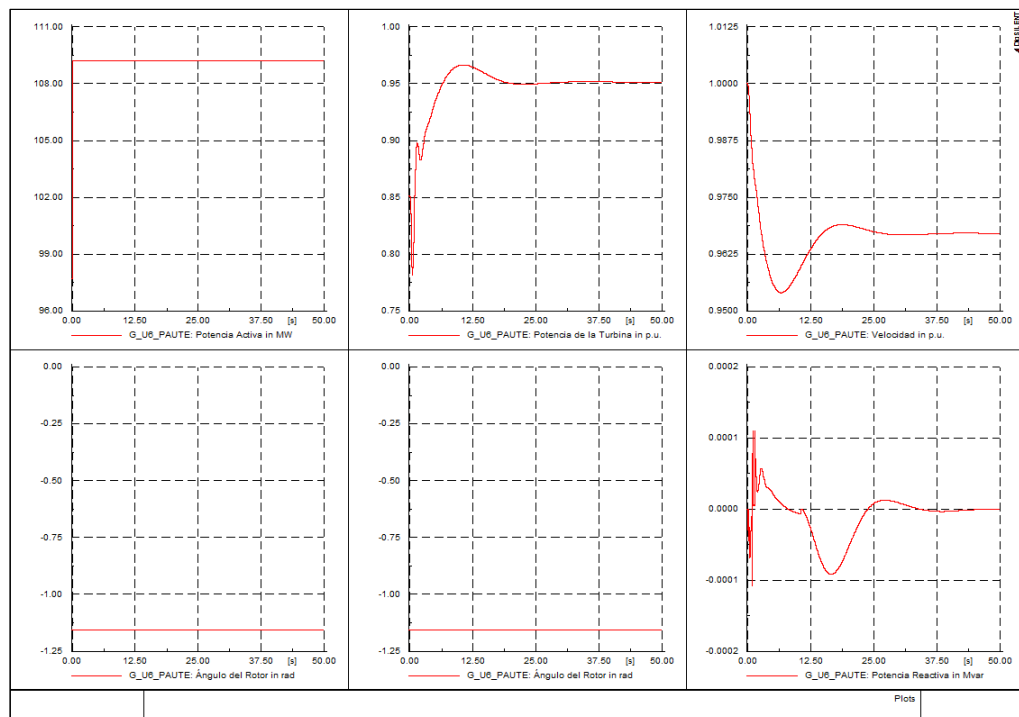


Figura No. 3. 22: RESPUESTA AL ESCALON DE POTENCIA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD DE LA U06 PAUTE.

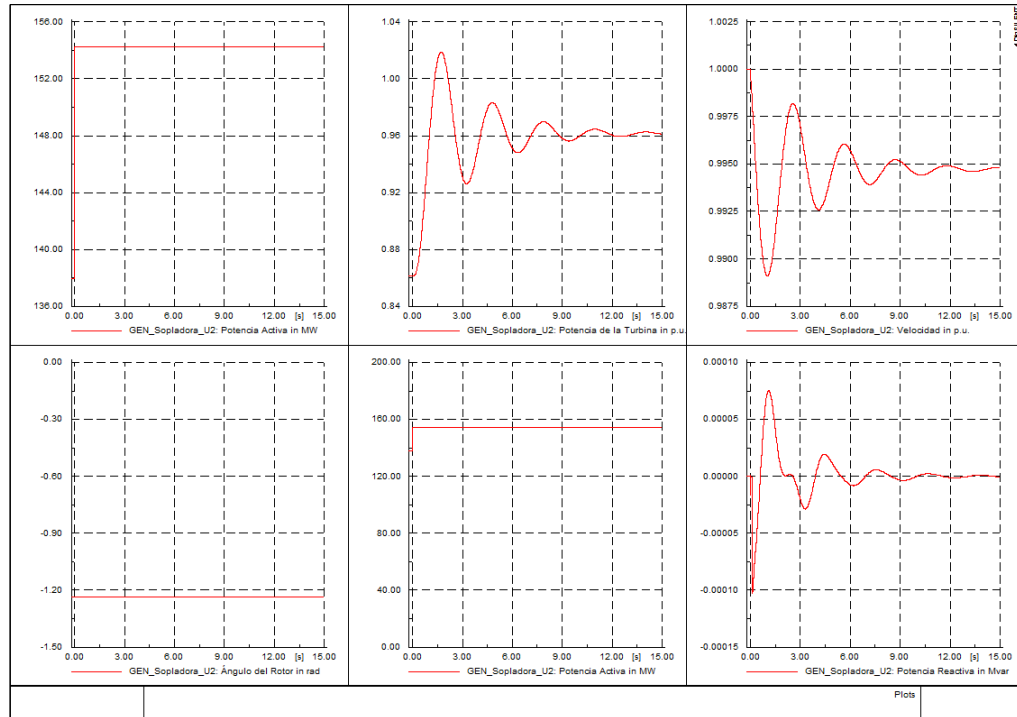


Figura No. 3. 23: RESPUESTA AL ESCALON DE POTENCIA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD DE LA U02 SOPLADORA.

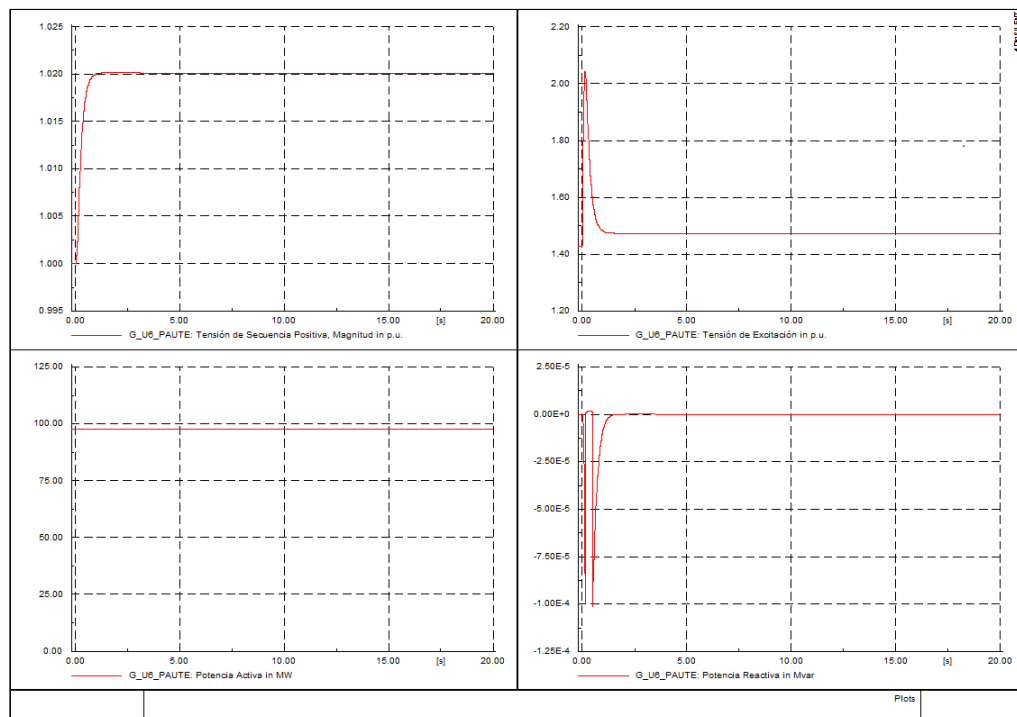


Figura No. 3. 24: RESPUESTA AL ESCALON DE VOLTAJE DEL REGULADOR DE TENSION DE LA U06 PAUTE.

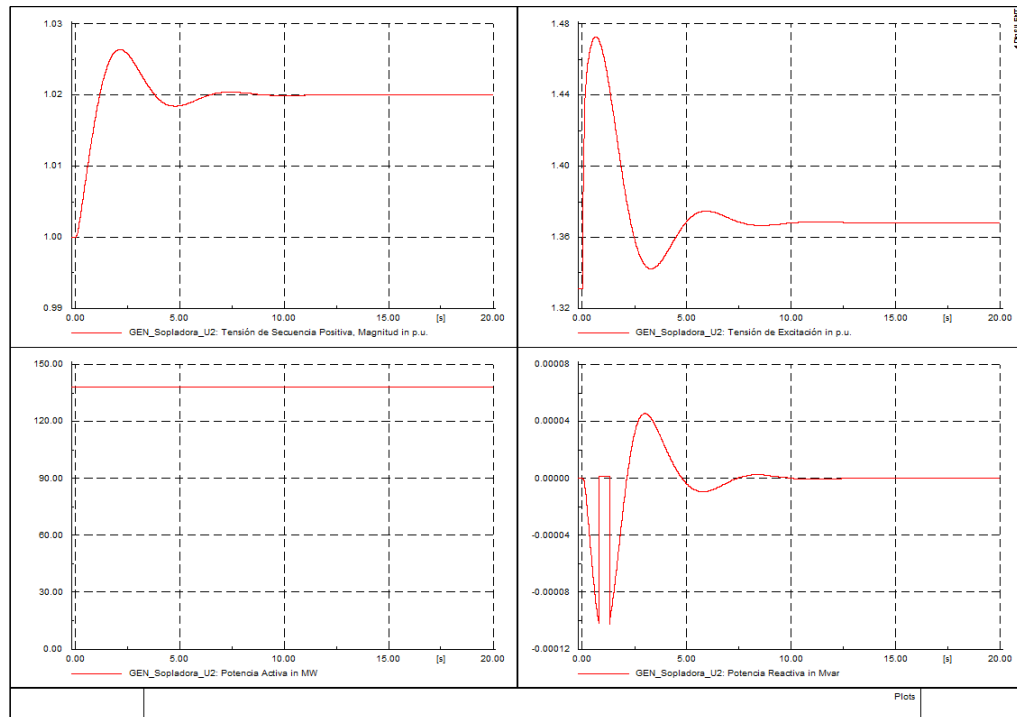


Figura No. 3. 25: RESPUESTA AL ESCALON DE VOLTAJE DEL REGULADOR DE TENSIÓN DE LA UO2 SOPLADORA.

3.8 Conclusiones del capítulo

El análisis de pequeña señal permite obtener los modos de oscilación de todas las unidades del sistema y el aporte que brindan sus reguladores de voltaje y reguladores de velocidad, así como también determinar aquellas unidades que requieren reforzar su amortiguamiento mediante la implementación de un estabilizador de sistemas de potencia PSS.

La herramienta de Análisis Modal es fácilmente implementada mediante diferentes programas computacionales, en este caso se utilizó el software DigSilent Power Factory, facilitado por el CENACE, propietario de la licencia de uso.

La determinación de los valores propios, razón de amortiguamiento y frecuencia de oscilación asociado a las variables de estado de cada máquina del sistema de potencia, permitirá la correcta ubicación de elementos amortiguadores y mejorar así la



calidad del sistema y su seguridad operativa ante determinadas contingencias que ocurran en el sistema, la determinación de los puntos en donde se requieren elementos de mejora del amortiguamiento se trata en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de la investigación y análisis del sistema eléctrico ecuatoriano, cubriendo los objetivos y el alcance de este trabajo de tesis se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones.

Conclusiones

La respuesta de un sistema eléctrico ante perturbaciones pequeñas sean estas de generación o de carga se manifiesta en forma de oscilaciones de potencia, es la pauta entonces para que el problema manifestado sea tratado dentro de la estabilidad de pequeña señal de los sistemas multimáquina.

Las oscilaciones de pequeña perturbación o pequeña señal se presentan constantemente en un sistema eléctrico de potencia, pues debido a la física misma del sistema y a su dinámica de funcionamiento, tanto en generación como en la carga y a la acción de los controles, están se presentan en forma de oscilaciones de baja frecuencia.

Las oscilaciones de baja frecuencia se presentan en sistemas eléctricos denominados fuertes, es así que debido a la alta transferencia de potencia por las líneas de transmisión la tendencia a las oscilaciones es muy alta. Para los sistemas con líneas largas y en tramos con derivaciones de línea débiles como en el caso del S.N.I. con transmisión de grandes bloques de energía, el amortiguamiento para el modo de oscilación entre áreas se manifiesta casi nulo o negativo.

Para el caso de un amortiguamiento del tipo positivo, la amplitud de las oscilaciones se ve reducida, y; en el caso de amortiguamiento negativo la amplitud de las oscilaciones aumenta.

En el caso analizado, la expansión de la generación y la expansión de la transmisión asociada con líneas largas desde los centros de generación nuevos, se ha observado que los devanados amortiguadores no tienen efecto en la atenuación de las oscilaciones, debido a la alta impedancia del sistema.

Para incrementar la estabilidad en un sistema grande como lo es el S.N.I. es necesaria la instalación de controles automáticos, de voltaje y velocidad, con repuestas rápidas y apropiadas, basadas en estudios de estabilidad global del sistema de manera que aseguren la estabilidad del mismo.

Al no existir en el sistema controles modernos, rápidos y con amortiguamientos negativos, la respuesta natural del sistema es baja, y; ante ínfimas variaciones de carga o generación, se producirán fácilmente oscilaciones de potencia por las líneas de transmisión.

El efecto adverso de los controles con amortiguamiento negativo hace que se deba reducir la capacidad de transferencia por las líneas de transmisión, esto se produce por un inadecuado “tunning” o sintonización de tales equipos. Por lo tanto no únicamente se debe modernizar los equipos sino también calibrarlos adecuadamente mediante un estudio de estabilidad de pequeña señal, para evitar que se presente estabilidad no oscilatoria.

Debido a que los reguladores automáticos de voltaje y los generadores operan con altas ganancias y salidas de potencia conectados a las líneas largas, se presentan modos locales de oscilación, estos pueden ser amortiguados mediante la inclusión de estabilizadores de sistemas de potencia o PSS por sus siglas en inglés (PowerSystemStabilizer). Una adecuada respuesta podrá obtenerse al instalar estos equipos en aquellos generadores que presentaron modos de oscilación local.

Los modos torsionales, no presentes en el S.N.I. pero que se obtuvieron en el análisis de las unidades de Colombia, son muy perjudiciales para las unidades de generación ya que poseen bajo amortiguamiento y baja frecuencia. Afectan no solo a la parte mecánica del conjunto turbina generador sino también a la calidad de la energía con fluctuaciones de voltaje y actuaciones indebidas en las protecciones.

Una adecuada modelación de los sistemas de excitación, siguiendo las normativas y estándares de la IEEE son recomendados para evitar los diferentes modos de oscilación.

La herramienta del Análisis Modal resulta muy útil para determinar oscilaciones ya que se cuenta con la suficiente información del sistema en el dominio del tiempo con el cual se pueden realizar simulaciones y obtener los resultados requeridos.

Un amortiguamiento es considerado adecuado si todos los modos electromecánicos tienen una razón de amortiguamiento superior al 5% para un sistema completo y del 3% en el caso de que se pierda un elemento.

Las soluciones a implementarse para cuando se presenten oscilaciones en el sistema debido a un pobre amortiguamiento ($<5\%$) serán: disminuir y limitar la transferencia de potencia por ciertas líneas sensibles del sistema e identificadas como parte del problema de oscilaciones de potencia (vínculos débiles) y, la instalación, sintonización o activación adecuada de los PSS, en aquellas unidades que resulten del estudio de estabilidad de pequeña señal.

Las oscilaciones en los generadores se presenta de dos formas: una oscilación a altas frecuencias si pertenece a un sistema fuerte, y; una oscilación a bajas frecuencias si pertenece a un sistema de transmisión débil.

La inercia de las unidades hidroeléctricas es mayor que la inercia de las unidades térmicas, cuanto mayor es la inercia de los generadores menor es la frecuencia natural de oscilación.

Recomendaciones

Las oscilaciones resultado del análisis de pequeña señal para la topología del sistema eléctrico ecuatoriano al año 2020 han presentado una constante que es el modo de oscilación local, esto se debe a que el sistema se ha vuelto más fuerte, pero existen aún unidades que oscilan dentro del sistema con un amortiguamiento inferior al 5%, para ello será necesario implementar en todas aquellas unidades oscilantes un regulador de voltaje con características de alta ganancia (reguladores automáticos) y estabilizadores de sistemas de potencia PSS.

Las unidades que más participan en los modos de oscilación son: Paute, Sopladora, Coca Codo Sinclair, Ocaña, Minas, Machala Power, a estas se deberá realizar un estudio detallado para la sintonización adecuada de sus reguladores e instalación de PSS adecuados capaz de amortiguar varios modos de oscilación (PSS de rango de frecuencia variable).

El caso analizado ha sido la hidrología seca en tres bandas de demanda, máxima, media y mínima, se ha establecido este escenario debido a que es el más crítico por las condiciones de generación hidroeléctrica predominante y la posible exportación de energía.

Para el caso de demanda máxima, la máxima transferencia de energía hacia Colombia está en el orden de los 110 MW.

El modo de oscilación entre áreas que podría presentarse entre Ecuador y Colombia prácticamente no existe ya que se observa que son adecuadamente controladas las oscilaciones bajas debido a que las interconexiones son robustas.

Las grandes centrales de generación presentes en el año 2020 son las que tienen mayor Factor de Participación en los diferentes modos de oscilación obtenidos debido a su alto grado de amortiguamiento, alta inercia y a que los controles modelados pertenecen al grupo de controles estáticos automáticos ST3 en el caso de los reguladores de tensión.

Se recomienda activar e instalar adecuadamente los PSS de las centrales que tiene mayor participación en los modos de oscilación: Coca Codo Sinclair, Paute, Sopladora, etc. Ya que de su correcta calibración dependerá una operación estable ante cualquier contingencia del sistema.



Se recomienda complementar este estudio de estabilidad de pequeña señal mediante un estudio detallado que involucre la sintonización de dichos PSS de las unidades con mayor participación en las oscilaciones encontradas.

BIBLIOGRAFIA.

- [1] “Plan Maestro de Electrificación 2009-2020” Consejo Nacional de Electrificación, CONELEC. Noviembre 2009. Quito.
- [2] “Plan de Expansión de Transmisión periodo 2010-2020” Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC E.P. Unidad de Negocio TRANSELECTRIC. Octubre 2009. Quito.
- [3] “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia” JhonJ. Grainger and William D. Stevenson Jr., McGraw-Hill, 1996, ISBN: 970-10-0908-8.
- [4] “Análisis y Operación de sistemas de energía eléctrica”, Antonio Gómez Expósito, McGraw-Hill, 2002, ISBN 94-481-3592.
- [5] “Power System Stability and Control”, Prabha. Kundur, McGraw-Hill, 1994, ISBN 0-07-035958-X.
- [6] “Interconnected Power Systems Dynamics Tutorial”. Third Edition, KEMA-ECC INC, J. Bucciario, M. Terbruggen, Electric Power Research Institute EPRI. January 1998. TR-107726-R1.
- [7] “Power Generation Operation and Control”. Second Edition, Wood, A.J. y Wollenberg, B.F. Jhon Wiley & Sons. N. York, 1984, ISBN 0-471-58699-4
- [8] “Dynamic simulation of electric machinery using Matlab”. Chee-Mun Ong, Prentice-Hall PTR, 1997. ISBN 0-13-723785-5
- [8] “Sistemas de Control Moderno”. Séptima Edición, Benjamin C. KUO. Prentice Hall. 1996. ISBN 968-880-723-0
- [9] “Robust Power System Frequency Control”, Hassan Bevrani, Springer Science+Business, 2009, ISBN 978-0-387-84877-8.
- [10] “Robust Control in Power Systems”, Bikash Pal, Balarko Chaudhuri, Springer Science+Business, 2005, ISBN 978-0-387-25949-9.
- [11] Plan Anual Operativo del Sistema Nacional Interconectado 2010-2011. Ene. 2010, Corporación Centro Nacional de Control de energía CENACE.
- [12] “Computer Analysis of Power Systems”, J. Arrillaga, C.P. Arnold, Jhon Wiley & Sons, Ltd, 1994, ISBN 0-471-92760-0.
- [13] “Electric Systems, Dynamics and Stability with Artificial Intelligence Applications”, James A. Momoh, Mohamed E. El-Hawary, Marcel Dekker, Inc, 2000, ISBN 0-8247-0233-6.
- [14] “Power System Dynamics and Stability”, First Edition, Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby, Jhon Wiley & Sons, Ltd, 1997, ISBN 0-471-97174-X.
- [15] “Power System Control and Stability”, Second Edition, P.M. Anderson, A.A. Fouad, Jhon Wiley & Sons, Ltd, IEEE Press, 2003, ISBN 0-471-23862-7.



- [16] "Power System Stability and Control", Leonard Grigsby, CRC Press, Taylor&Francis Group, 2007, ISBN 978-0-8493-9291-7.
- [17] Journal, papers and technical reports de la IEEE y otros comités.
- [18] Módulo Dinámica de Sistemas Eléctricos de Potencia, Maestría en SEP, Universidad de Cuenca. Apuntes de clases. PhD Claudio Cañizares. Mayo 2008.
- [19] "IEEE-CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, Definition and Classification of Power System Stability". IEEE Transactions on Power Systems and CIGRE Technical Brochure 231, 2003.
- [20] DigSilent Power Factory Manual User's Guide. Version 13.2, DigSilent GmbH. Gomaringen-Alemania. 2007.
- [21] "Power System Security Assessment", IEEE Power and Energy Magazine, Kip Morrison, Lei Wang & Prabha Kundur Sep/Oct 2004.
- [22] Journal, papers, magazines and technical reports IEEE, CIGRE e institutos especializados en Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- [23] "Análisis Modal de Sistemas Eléctricos de Potencia". Autor: David Villareal M. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. México D.F. 2008. Tesis previa para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica.
- [24] "Análisis de la Estabilidad a Perturbación Pequeña en Sistemas de Potencia Multimáquina". Autor: Vicente Paucar C. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Santiago de Chile. 1989. Tesis para optar al Grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería.
- [25] "FACTS aplicados al sector Generación-Transmisión para la mitigación de oscilaciones de potencia". Autor: Carlos Morocho C. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Santiago de Chile. 2012. Tesis para optar al Grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería.
- [26] "Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica". Autor: Carlos Gallardo Q. Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática. Leganés-Getafe. 2009. Tesis Doctoral en Ingeniería.
- [27] "Evaluación en línea de la Seguridad Dinámica de Sistemas Eléctricos". Autor: Juan Giménez A. Universidad Nacional de San Juan. Instituto de Energía Eléctrica. Facultad de Ingeniería. San Juan-Argentina. 2007. Tesis Doctoral en Ingeniería Eléctrica.



ANEXO 1

CAPÍTULO 2



Anexo 1

Tabla No. 1. Centrales Hidroeléctricas y Térmicas que conforman el SNI a Diciembre de 2010.

CENTRALES DE GENERACION E INTERCONEXIONES A DICIEMBRE DE 2010											
Empresa	HIDRAULICA				TERMICA				Total Nominal (MW)	Total Efectiva (MW)	Total
	Unidades	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	No.	Unidades	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	No.			
CATEG-G					Alvaro Tinajero	94.80	81.50	1			
					Anibal Santos (G)	106.77	91.00	1			
					Anibal Santos (V)	34.50	33.00	1			
CATEG-G					Anibal Santos	236.07	205.50	3	236.07	205.50	3
Ecoluz	Papallacta	2.30	2.11	1					2.30	2.11	1
ELECAUSTRO	Saymirin	1.256	1.26	1	El Descanso	19.20	19.20	3			
		1.256	1.26	1	Monay	11.63	4.20	3			
		1.96	1.96	1							
		1.96	1.96	1							
		4.00	4.00	1							
		4.00	4.00	1							
	Saymirin	14.432	14.432	6							
	Saucay	4.00	4.00	1							
		4.00	4.00	1							
		8.00	8.00	1							
		8.00	8.00	1							
	Saucay	24.000	24.000	4							
ELECAUSTRO	Saymirin/Saucay	38.432	38.432	10	El Descanso/Monay	30.830	23.400	6	69.26	61.83	4
ELECTROGUAYAS					Gonzalo Cevallos (G)	26.27	20	1			
					Gonzalo Cevallos (V)	146	146	1			
					Pascuales (Enrique Garcia)	102	96	1			
					Trinitaria	133	133	1			
ELECTROGUAYAS					G. Cevallos/E. Garcia/Trinitaria	407.27	395	4	407.27	395.00	4
Electroquil					Electroquil	181.00	181.00	1	181.00	181.00	1
EMAAP-Q	El Carmen	8.40	8.20	1					8.40	8.20	1
GENEROCA					GENEROCA	37.60	34.33	1	37.60	34.33	1
HIDROAGOYAN	Agoyán	160.00	156.00	1							
	Pucará	73.00	73.00	1							
HIDROAGOYAN	Agoyán/Pucará	233.00	229.00	2					233.00	229.00	2
HIDRONACIÓN	Marcel Laniado	71.00	71.00	1							
		71.00	71.00	1							
		71.00	71.00	1							
HIDRONACION	Marcel Laniado	213.00	213.00	1					213.00	213.00	1
HIDROPASTAZA	San Francisco	230.00	216.00	1					230.00	216.00	1
HIDROPAUTE	Paute-Molino AB	100.00	100.00	5							
	Paute-Molino C	115.00	115.00	5							
HIDROPAUTE	Paute-Molino	1075.00	1075.00	10					1075.00	1075.00	1
HidroSibimbe		16.00	14.50	1					16.00	14.50	1
Intervisa Trade					Victoria II	105	102	1	105.00	102.00	1
Machala Power					Machala Power	140	133.7	1	140.00	133.70	1
TERMOESMERALDAS					TermoEsmeraldas	132.5	131	1	132.50	131.00	1
TERMOGUAYAS					TermoGuayas	150	105	1	150.00	105.00	1
TERMOPICHINCHA					Guangopolo	31.2	31.2	1			
					Santa Rosa	51.3	51	1			
						10.75	9.6	1			
TERMOPICHINCHA					Guangopolo/Sta. Rosa	93.25	91.8	3	93.25	91.80	3
Ulysses Inc.					Power Barge I	30	0	1	30.00	0.00	1
POTENCIA (MW)		1816.13	1796.24			1,543.52	1,402.73		3359.65	3198.97	29
Interconexion Eolica+Solar										525	5
										1.92	2

Anexo 1.

Tabla No. 2. Centrales incorporadas al S.N.I. en el periodo 2002-2010. Fuente PME 2009-2020

PRINCIPALES CENTRALES DE GENERACION RECIENTEMENTE INCORPORADAS (a partir de 2000)				
Tipo de Central	Potencia (MW)	Inicio Op. Comercial	Provincia	Empresa
HIDROELECTRICAS				
San Francisco	230.00	2007	Tungurahua	Hidropastaza
Hidroabanico	37.50	2005	Morona Santiago	Hidroabanico
Calope	16.50	2006	Cotopaxi	Enermax
Sibimbe	15.80	2006	Los Rios	Hidrosibimbe
El Carmen	8.20	2006	Pichincha	EMAAP-Q
La Esperanza	6.00	2006	Manabí	Manageneración
Poza Onda	3.00	2007	Manabí	Manageneración
Perlabí	2.46	2004	Pichincha	Perlabí
Loreto	2.15	2002	Napo	Ecoluz
	321.61			
EÓLICAS-FOTOVOLTAICAS				
San Cristobal	2.40	2007	Galápagos	E.E. Galápagos
Floreana 2	0.03	2004	Galápagos	E.E. Galápagos
	2.43			
BIOMASA				
Ecudos	29.80	2006	Guayas	Ecudos S.A.
San Carlos	35.00	2005	Guayas	Ingenio San Carlos
Ecoelectric-Ingenio Valdez	36.50	2005	Guayas	Ecoelectric
	101.3			
INTERCONEXIONES INTERNACIONALES				
Intercon. 230 kV II etapa	250.00	2008	Carchi	Colombia
Intercon. 230 kV I etapa	250.00	2003	Carchi	Colombia
Intercon. 230 kV	100.00	2005	El Oro	Perú
Intercon. 138 kV	25.00	2004	Carchi	Colombia
	625.00			
TERMICAS CON GAS NATURAL				
Machala Power Fase I	130.00	2002	El Oro	Machala Power - EDC
	130.00			
TERMICAS CON COMBUSTIBLES FOSILES				
Barcaza de TermoGuayas	129.00	2006	Guayas	Termoguayas
Barcaza Power Barge I	30.00	2003	Guayas	Ulysseas
Jivino CNEL Sucumbios	11.00	2002	Sucumbios	Sucumbios
Total Térmicas	170.00	MW		
Total renovables	1350	MW		



Anexo 1.

Tabla No. 3. Plan de Expansión de la Generación hasta el 2020. Fuente PME 2009-2020

AÑO ESTIMADO ENTRADA	PROYECTO		EMPRESA	INSTITUCION	TIPO	SUBESTACION	POTENCIA [MW]	ENERGIA MEDIA [GWh/aÑO]	ESTADO del PROYECTO	P_act [MW]	No. Unidades	
Ene-11	Residuo 1		ND	Pública	Termoeléctrica			50	350.4	Proyecto		
Dic-10	Mazar		CELEC-HidroPaute	Público	HidroEléctrico	Shoray	2*80	160	800	Fase final de construcción	85	<u>2</u>
Jul-11	Miraflores		CELEC-TermoPichincha	Pública	Termoeléctrica	Manta		20.4	143	En Trámite		
Ene-11	Baba		Hidrolitoral S.A.	Público	HidroEléctrico	Baba	2*21	42	161	Fase final de construcción	21	<u>2</u>
Ene-11	Montecristi				Termoeléctrica	Montecristi				obras prelimi	17.85	<u>1</u>
Jul-11	Ocaña		ElecAustro S.A.	Público	HidroEléctrico	Sinincay		26	192.3	Obras prelimi	13	<u>2</u>
Ene-11	San José de Minas		San José de Minas S.A.	Público	HidroEléctrico	Pomasqui-EEQ		6	37	En Construcc	6	<u>1</u>
Dic-11	Residuo 2		ND	Pública	Termoeléctrica			100	700.8	Proyecto		
Jul-11	Villonaco		Villonaco Wind Power S.A.	Privada	Eólica	Loja	15	15	65	Conceción Firmada	1.1	<u>14</u>
Ago-11	Jondachi		CELEC-TermoPichincha	Público	HidroEléctrico	Tena	18.00	18		En Trámite	18	<u>1</u>
Ago-11	Machala Power		Machala II	Privada	Gas Natural	San Idelfonso	95.00	95		Conceción Firmada	95	<u>1</u>
May-12			Machala III	Privada	Gas Natural	San Idelfonso	87.00	87		Conceción Firmada	87	<u>1</u>
Ene-12	Esmeraldas II		CELEC-TermoEsmeraldas	Pública	Termoeléctrica	Esmeraldas	144.00	144	1000	Conceción Firmada	144	<u>1</u>
Ene-12	Chorrillos		HidroZamora C.E.M.	Público	HidroEléctrico	Cumbaratza-Loja		4	21	Paralizado	4	<u>1</u>
Ene-12	Ducal Wind Farm		Tradelfin S.A.	Privada	Eólica	Loja		5.2	23	Conceción Firmada	1.04	<u>5</u>
Ene-12	Ciclo Combinado 1		ND	Pública	Termoeléctrica			87	609.7			
Mar-12	San José de El Tambo		HidroTambo S.A.	Privado	HidroEléctrico	Babahoyo	8	8	50.5	Paralizado	8	<u>1</u>
Jun-12	TG Natural 1		ND	Pública	Termoeléctrica			100	700.8			
Jul-12	Shushufindi		CELEC-TermoEsmeraldas	Pública	Termoeléctrica	Sushufindi		135	800	En Trámite	135	<u>1</u>
Jul-12	Topo		Pemaf S.A.	Privada	HidroEléctrico	Puyo (Baños)	22.80	22.8	164	Contrato Firmado	22.8	<u>1</u>
Ago-12	Mazar-Dudas		HidroAzoguez S.A.	Publico	HidroEléctrico	Sinincay	22.3	20.9	146.5	Estudios	22.3	<u>1</u>
Dic-12	Sigchos		Triolo S.R.L.	Privado	HidroEléctrico	Mulaló	18	17.4	125.1	Paralizado	8.7	<u>2</u>
Dic-12	Apaquí		Current Energy of Ecuador S.A.	Privado	HidroEléctrico	Ibarra	45	36	234.7	Paralizado	18	<u>2</u>
Ene-13	Victoria		HidroVictoria S.A.	Privado	HidroEléctrico	El Inga	10	10	63.8	Contrato Firmado	10	<u>1</u>
Ene-13	Pilaló 3		Qualitec Comercio e Industria Cía Ltda.	Privado	HidroEléctrico	Mulaló	10	9.3	70	Paralizado	9.3	<u>1</u>
Jun-13	Chontal		HidroEquinoccio S.A.	Público	HidroEléctrico	Nanegalito	100	72	444	Estudios y Diseño Definitivo	50	<u>2</u>
Ene-14	Angamarca		Produastro C.A.	Privado	HidroEléctrico	Cotopaxi	3*22	66	320	Paralizado	22	<u>3</u>
Mar-14	Toachi-Alluriquin		HidroToapi S.A. (HCProvincial Prichincha)	Público	HidroEléctrico	Sto Domingo	3*68	204	1190	Obras preliminares Vías de acceso	68	<u>3</u>
Mar-14	Toachi-Sarapullo		HidroToapi S.A. (HCProvincial Prichincha)	Público	HidroEléctrico	Toachi Pilatón	3*16.3	50		Obras preliminares Vías de acceso	16.3	<u>3</u>
Abr-14	Sopladora		CELEC-HidroPaute	Público	HidroEléctrico	Molino	3*162.3	487	2560	Obras preliminares Vías de acceso	162.33	<u>3</u>
May-14	Llanganates		CELEC-TermoPichincha	Público	HidroEléctrico	Pucará	27.6	27.6			27.6	<u>1</u>



Anexo 1.

Tabla No. 4. Sistema Nacional de Transmisión 2010. Líneas a 230 kV.

Nombre de la Línea Transmisión	Subestación de Partida	Subestación de Llegada	Voltaje de Operación (kV)	Longitud (km)	Capacidad de Transmisión (MVA)	Número de circuitos	Conductor de Fase		Corriente Nominal Máxima (A)
							Tipo	Calibre	
Dos Cerritos - Pascuales	Dos Cerritos	Pascuales	230	9.9	353	1		1113	886.11
Machala - Zorritos	Machala	(en blanco)	230	53.4	332	2		1200	833.4
Milagro - Dos Cerritos	Milagro	Dos Cerritos	230	42.8	353	1		1113	886.11
Milagro - Pascuales	Milagro	Pascuales	230	52.7	353	1	ACSR	1113	886.11
Milagro - Zhoray	Milagro	Zhoray	230	121	353	2		1113	
Molino - Milagro	Molino	Milagro	230	135.74	342	2		1113	886.11
Molino - Pascuales	Molino	Pascuales	230	188.3	342	2		1113	886.11
Molino - Riobamba (5)	Molino	Quevedo	230	157.32	342	1		1113	858.5
Molino - Totoras	Molino	Totoras	230	200.2	342	1		1113	858.5
Pascuales - Trinitaria	Pascuales	Trinitaria	230	28.28	353	2		1113	886.11
Pomasqui - Jamondino	Pomasqui	(en blanco)	230	136.5	332	2		1200	
Pomasqui - Jamondino 2	Pomasqui	(en blanco)	230	136.5	332	2		1200	
Quevedo - Pascuales	Quevedo	Pascuales	230	145.25	353	2	ACSR	1113	886.11
Quevedo - San Gregorio	Quevedo	San Gregorio	230	113.48	353	2		1200	
Sta. Rosa - Pomasqui	Sta. Rosa	Pomasqui	230	48	332	2		1200	833.4
Sta. Rosa - Sto Domingo	Sta. Rosa	Totoras	230	78.34	342	2	ACSR	1113	858.5
Sta. Rosa - Totoras	Sta. Rosa	Totoras	230	110.09	342	2		1113	858.5
Sto Domingo - Quevedo	Santo Domingo	Quevedo	230	104	353	2	ACSR	1113	886.11
Totoras - Riobamba	Totoras	Riobamba	230	42.878	342	2		1113	858.5
Zhoray - Molino	Zhoray	Molino	230	15	353	2		1113	
Zhoray - Sinincay	Zhoray	Sinincay	230	52	353	1		1113	
Pascuales- Nueva Prosperina	Pascuales	Nueva Prosperina	230	11.75	353	1		1113	
Nueva Prosperina - Trinitaria	Nueva Prosperina	Trinitaria	230	19.29	353	1		1113	
				2002.718					



Anexo 1.

Tabla No. 5. Sistema Nacional de Transmisión 2010. Líneas a 138 kV.

Nombre de la Línea Transmisión	Subestación de Partida	Subestación de Llegada	Voltaje de Operación (kV)	Longitud (km)	Capacidad de Transmisión (MVA)	Número de circuitos	Conductor de Fase		Corriente Nominal Máxima (A)
							Tipo	Calibre	
Agoyan-Puyo		Puyo	138	43.9	90	1		266	460.21
Chone - Severino	Chone	(en blanco)	138	29.8	113.2	1	ACSR	397,5	460.21
Cuenca - Limón	Cuenca	Limón	138	56.4	90	1	ACSR	266	
Cuenca - Loja	Cuenca	Loja	138	134.2	99.5	1	ACSR	397,5	474.85
Daule Peripa - Chone	Daule-Peripa	Chone	138	63.3	113.2	1	ACSR	397,5	474.85
Daule Peripa - Portoviejo	Daule Peripa	Portoviejo	138	91.2	113.2	2	ACSR	397,5	474.85
Electroquil - Posorja	Electroquil	Posorja	138	83.34	113.5	1	ACSR	397,5	474.85
Ibarra - Tulcán	Ibarra	Tulcán	138	74.48	115.5	1	ACSR	477	468.57
Las Juntas - Sta. Elena			138	59.8	113.5	1		397,5	474.85
Loja - Cumbatarza	Loja	Cumbatarza	138	54.1	90	1	ACSR	266	
Milagro - Babahoyo	Milagro	Babahoyo	138	47.3	113.5	1	ACSR	397,5	474.85
Milagro - San Idelfonso	Milagro	San Idelfonso	138	112.78	113.5	2	ACSR	397,5	474.85
Mulalo - Vicentina	Mulaló	Vicentina	138	74	112	1	ACSR	477	
Pascuales - Electroquil	Pascuales	Electroquil	138	38.03	113.5	1	ACSR	397,5	474.85
Pascuales - Salitral1	Pascuales	Salitral	138	17.4	126	2	ACSR	477	527.15
Pascuales - Santa Elena	Pascuales	Santa Elena	138	105.48	113.5	1	ACSR	397,5	474.85
Paute - Cuenca	Molino	Cuenca	138	67.079	99.5	2	ACSR	397,5	474.85
Policentro - Pascuales1	Pascuales	Policentro	138	15.1	126	2	ACSR	477	527.15
Pomasqui-Ibarra	Pomasqui	Ibarra	138	60.4	112	2	ACSR	477	468.57
Pucará - Ambato	Pucará	Ambato	138	27.741	112	1	ACSR	477	468.57
Pucará - Mulalo	Pucará	Mulaló	138	35	112	1	ACSR	477	468.57
Puyo - Tena	Puyo	Tena	138	66.13	90	1	ACSR	477	460.21
Quevedo - Daule Peripa	Quevedo	Daule Peripa	138	43.2	113.2	2	ACSR	397,5	474.85
Salitral - Trinitaria	Salitral	Trinitaria	138	17.4	190	1	ACSR	1113	
San Idelfonso - Machala	San Idelfonso	Machala	138	21	113.5	2	ACSR	397,5	474.85
Sta.Rosa - Vicentina	Totoras	Vicentina	138	18.5	112	1	ACSR	477	468.57
Sto. Domingo - Esmeraldas	Santo Domingo	Esmeraldas	138	154.8	113.2	2	ACSR	397,5	474.85
Tena - Francisco de Orellana	Tena	Orellana	138	142.1	90	1	ACAR	477	460
Totoras - Agoyan	Totoras	Subestación Compa	138	33	133	2	ACSR	636	556.43
Totoras - Ambato	Totoras	Ambato	138	7	99.5	1	ACSR	397,5	416.27
Tulcán - Panamericana	Tulcán		138	7.5	115.5	1	ACSR	477	
Vicentina - Guangopolo	Vicentina	Guangopolo	138	7	112	1	ACSR	477	468.57
Vicentina - Pomasqui	Vicentina	Pomasqui	138	20.4	112	2	ACSR	477	468.57
Coocoto-Vicentina	S/E 23 Conocoto	Vicentina	138	7.81	112	1		477	
Santa Rosa - Conocoto	Santa Rosa	S/E 23 Conocoto	138	10.71	112	1		477	
				1847.38					



Anexo 1.

Tabla No. 6. Planificación de la Expansión de la Transmisión para el periodo 2010-2020. Fuente PET 2010-2020, Transelectric.

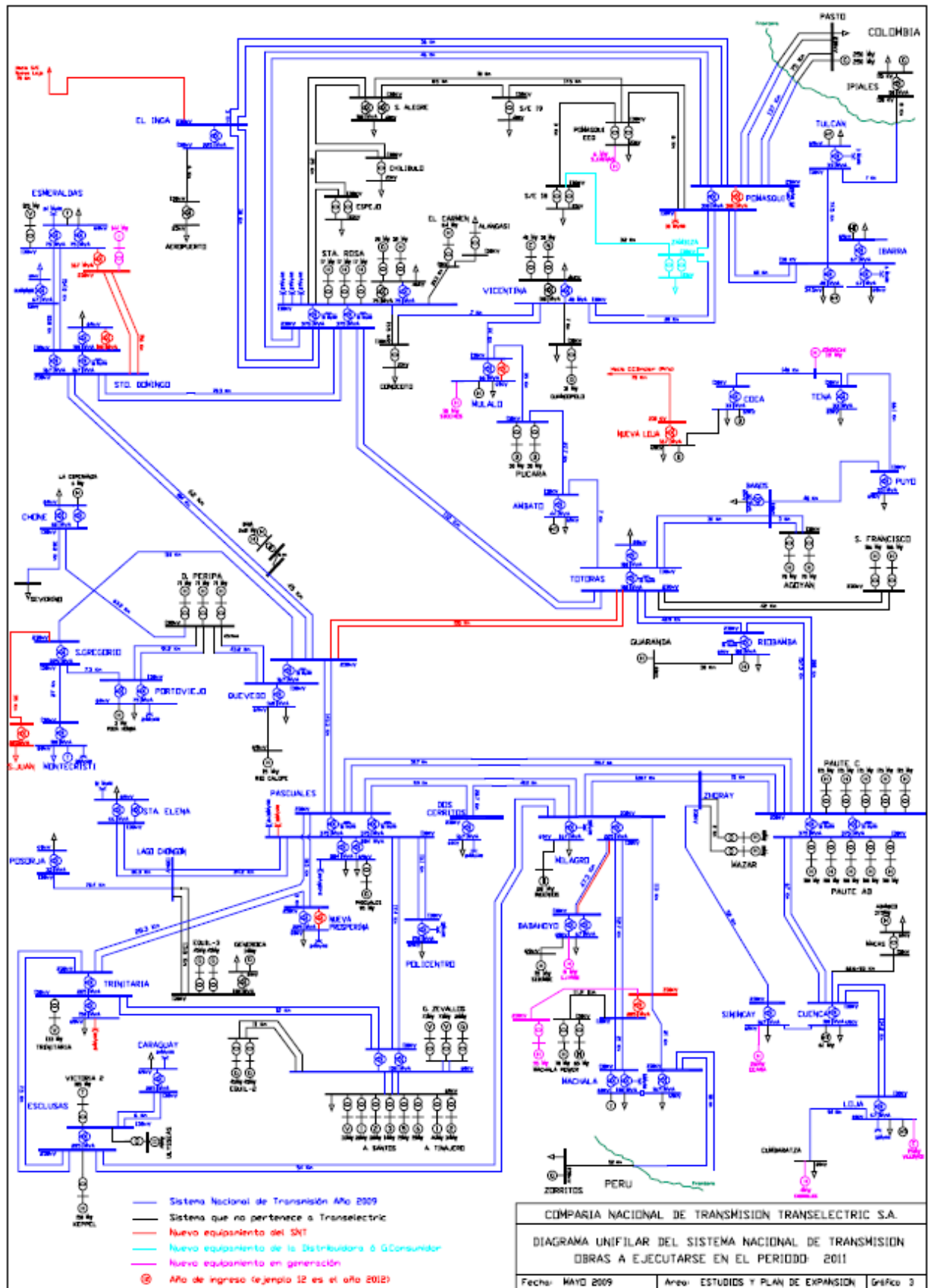
Año de Ingreso	Nombre de la línea	Voltaje (kV)	Longitud (Km)	Capacidad de Transmisión POR CIRCUITO (MVA)	Número de Circuitos	Conductor de Fase			Subestacion Asociada		
						Tipo	Calibre	Cond/circul.	Nombre	Transformador (MVA)	Tensiones (kV)
2010	Pomasqui-El Inga	230	39	340	2	ACAR	1200	1	El Inga	225/180/135	230/138
2010	El Inga-Santa Rosa	230	30	340	2	ACAR	1200	1	Sta. Rosa	375/375/100	230/138
2010	Milagro-Las Esclusas	230	54	643	2	ACAR	750	2	Las Esclusas	225/180/135	230/138
2010	Montecristi-San Gregorio	138	27	112	1	ACSR	477	1	San Gregorio	100	138/138
2010	Lagode Chongon-Santa Elena	138	81.3	113.2	1	ACSR	397.5	1	Lago de Chongon		230/138
2010	Milagro-Machala	230	134	643	1	ACAR	750	2			230/138
2010	Cuenca-Loja	138	134.2	113.2	1	ACSR	397.5	1			138/69
2010	Aeropuerto UIO	138	6	133	1	ACSR	636	1			
2011	El Inga-Nueva Loja	230	70	340	1	ACAR	1200	1	El Inga	225	230/138
2011	Santo Domingo-Esmeraldas	230	156	340	2	ACAR	1200	1	Esmeraldas	167	230/230
2011	Totoras-Quevedo	230	155	353	2	ACSR	1113	1	Totoras & Quevedo	167	230/138
2011	San Gregorio-San Juan	230	35	340	1	ACAR	1200	1	San Gregorio	225	230/69
2011	Quevedo-San Gregorio	230	110	353	1	ACSR	1113	1	San Gregorio	225	238/138
2011	Milagro-Babahoyo	138	47.3	113.2	1	ACSR	397.5	1	Babahoyo	67	138/138
2011	San Idelfonso-Machala	230	114+21	643	1	ACAR	750	2	San Idelfonso	225	
2011	Ocaña-Sinincay	69			1				Sinincay		
2012	Quevedo-San Gregorio	230	110	353	1	ACSR	1113	1	San Gregorio	167	238/69
2012	Apacuí-Ibarra	138	39	112	1	ACSR	477	1	Tulcan-Ibarra		138
2010	Milagro-San Idelfonso	230	114+21	643	1	ACAR	750	2	San Idelfonso		230
2012	Loja-Cumbaratza	138	54	88.8	1	ACSR	266.8	1	Cumbaratza	33	138/69
2013	Chontal - La Esperanza	230	10+40	643	2	ACAR	750	2	El Inga-Chontal		230
2013	Santa Rosa-Santo Domingo	230	57,3+25	342	2	ACSR	1113	1	Toachi-Pilatón		230/230
2013	Sarapullo - Alluriquin	230	11	340	1	ACAR	1200	1	Sarapullo		
2013	Sopladora-Yaguachi	230	180	1286	1	ACAR	750	4	Sopladora		500/230
2013	Molino-Sopladora	230	12	353	2	ACSR	1113	1	Molino		230
2013	La Unión-Machala	230	18	340	2	ACAR	1200	1	Machala		230
2014-2015	Coca Codo Sinclair-El Inga	500	125	2796	2	ACAR	750	4	El Inga (Pifo)		500
2014-2015	Coca Codo Sinclair-Nueva Loja	230	70	340	1	ACAR	1200	1	El Inga (Pifo)		500
2014-2015	Chespí - La Esperanza	230	40	643	2	ACAR	750	2	Chespí		230
2014-2015	San Gregorio-San Juan	230	35	340	1	ACAR	1200	1	San Gregorio		230
2014-2015	El Inga (Pifo)-Yaguachi	500	300	2796	1	ACAR	750	4	Yaguachi	2x450	500
2014-2015	Yaguachi-Salitril	230	55	340	1	ACAR	1200	1	Salitril	225	230
2014-2015	Dos Cerritos-Las Orquideas	138	10	112	2	ACSR	477	1	Dos Cerritos	375	138
2014-2015	San Idelfonso-Machala	230	21	643	1	ACAR	750	2	Machala		
2014-2015	Minas-Machala	230	16	340	2	ACAR	1200	1	Machala		
2016-2017	Totoras-Guaranda	138	60	113.2	1	ACSR	397.5	1	Guaranda	33	138/69
2016-2017	Dos Cerritos-Durán	138	20	112	2	ACSR	477	1	Durán	225	138/69
2018-2020	Nueva Loja- COCA	138	52	112	1	ACSR	477	1	Nueva Loja	167	230/138
2018-2020	Nueva Prosperina-Sta. Elena	230	101.3	340	1	ACAR	1200	1	Santa Elena	167	230/69
2018-2020	Milagro-Babahoyo	138	47.3	113.2	1	ACSR	397.5	1	Milagro		



Anexo 1.

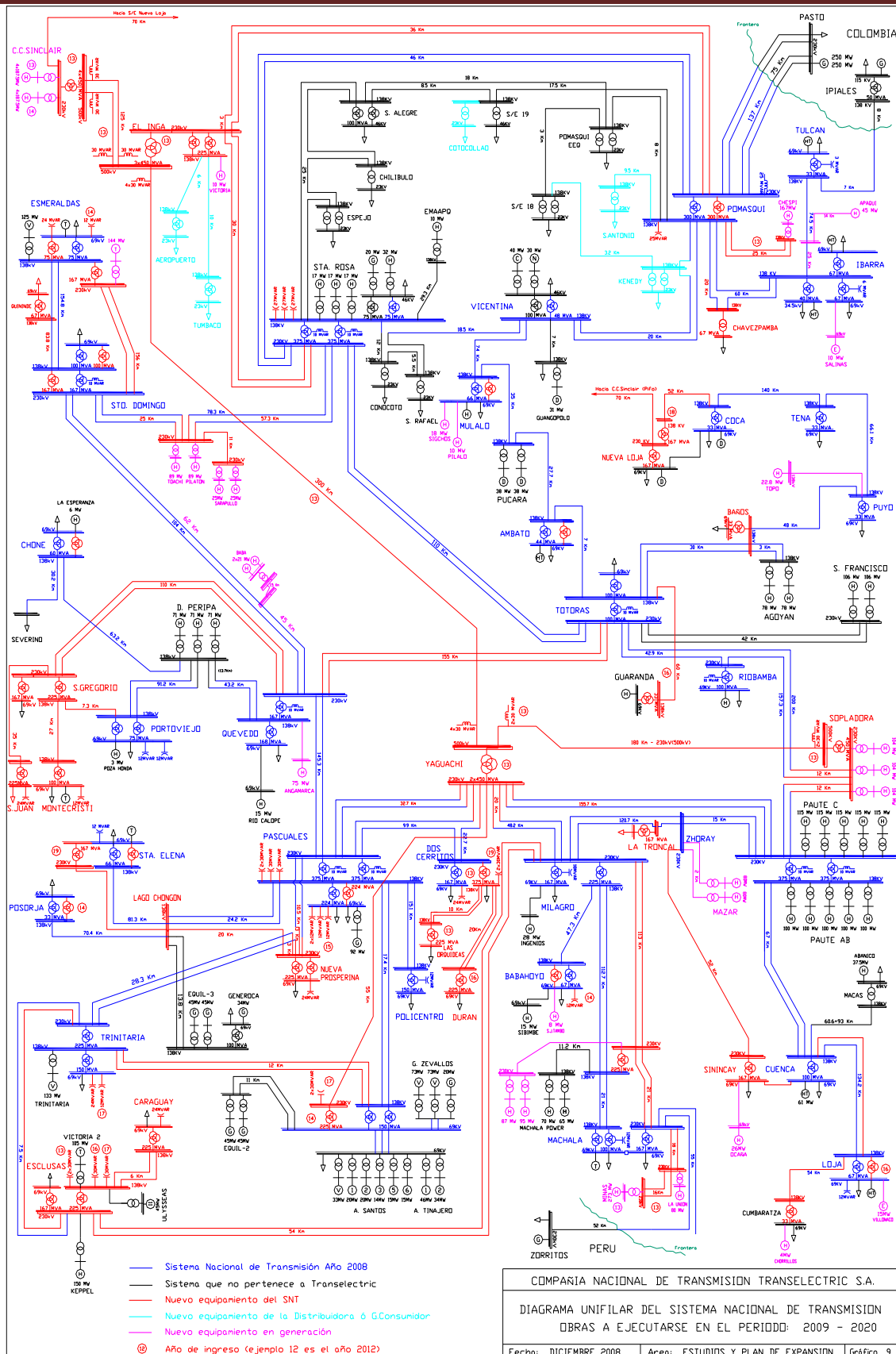
Tabla No. 7. Sistema Nacional de Transmisión 2010. Autotransformadores y subestaciones.

SUBESTACIÓN	Relación de Transformación			CAPACIDAD (MVA)			LTC
	V_Primary	V-secundario	V_Terciario	OA	FA	FOA	
Dos Cerritos	230	69	13.8	99	132	165	si
Machala	230	69	13.8	99	132	165	si
Milagro	230	69	13.8	100	133	167	no
Milagro	230	138	13.8	135	180	225	no
Molino	230	138	13.8	450	600	750	no
Pascuales	230	138	13.8	450	600	750	no
Pomasqui	230	138	13.8	180	240	300	no
Quevedo	230	138	13.8	100	133	167	no
Riobamba	230	69	13.8	60	80	100	si
San Gregorio	230	138	13.8	135	180	225	no
Santa Rosa	230	138	13.8	450	600	750	no
Santo Domingo	230	138	13.8	100	133	167	no
Sinincay	230	69	13.8	100	133	166	si
Totoras	230	138	13.8	60	80	100	no
Trinitaria	230	138	13.8	135	180	225	no
Nueva Prosperina	230	69	13.8	135	185	225	si
Ambato	138	69	13.8	33	43	43	no
Babahoyo	138	69	13.8	40	53	67	si
Chone	138	69	13.8	40	50	60	si
Cuenca	138	69	13.8	60	80	100	no
Esmeraldas	138	69	13.8	90	119	150	si
Ibarra	138	34.5	13.8	30	40	40	no
Ibarra	138	69	13.8	60	80	99	si
Loja	138	69	13.8	40	53	67	si
Machala	138	69	13.8	120	160	200	si
Mulaló	138	69	13.8	40	53	67	si
Orellana	138	69	13.8	20	27	33	si
Pascuales	138	69	13.8	134	168	224	si
Policentro	138	69	13.8	90	120	150	si
Portoviejo	138	69	13.8	90	119	150	si
Posorja	138	69	13.8	20	27	33	si
Puyo	138	69	13.8	20	27	33	si
Quevedo	138	69	13.8	100	133	167	si
Salitral	138	69	13.8	180	240	300	no
Santa Elena	138	69	13.8	80	107	133	si
Santa Rosa	138	46	13.8	90	120	150	si
Santo Domingo	138	69	13.8	60	80	100	no
Tena	138	69	13.8	20	27	33	si
Totoras	138	69	13.8	60	80	100	no
Trinitaria	138	69	13.8	90	120	150	si
Tulcán	138	69	13.8	20	27	33	si
Vicentina	138	46	6.3	97	128	148	no
Móvil	138	69	13.8	30	32	32	no
Caraguay	138	69	13.8	135	180	225	si
TOTAL (MVA)				4677	6215	7733	



Anexo 1.

Figura No. 1. Sistema Nacional de Transmisión al 2010.Fuente PET 2010-2020, Transelectric.



Anexo 1.

Figura No. 2. Sistema Nacional de Transmisión al 2020. Fuente PET 2010-2020, Transeletric.



ANEXO2

CAPÍTULO 3



AÑO	PROYECTO	EMPRESA	INSTRUCION	TIPO	SUBESTACION	POTENCIA [MW]	ENERGIA MEDIA [GWh/año]	ESTADO DEL PROYECTO	P_act [MW]	No. Unidades	P_Pea [MVA]	Tot. Planta [MW]	TRANSFORMADORES (#, MVA)	KV.	X'd [pu]	X'd [pu]	Xd [pu]	X'q [pu]	X_q [pu]	Xq [pu]	Fa [pu]	Xlo Xp [pu]	r2 [pu]	x2 [pu]	Td [s]	Td [s]	T'd0 [s]	T'd0 [s]	T'q [s]	T'q [s]	T'q0 [s]	Ta [s]	Wr [MW*s]	Rf [ohm]	\$G10	\$G12	EPRd	D	Coef. Amortg										
Ene-11	Resudio 1	ND	Pública	Termoeléctrica	TransElectric - PlanExpansion	160	350	Proyecto						HV																																			
Dic-10	Mazur	CELEC-HidroPaute	Público	HidroEléctrico	Shoray	2°80	90	Fin final de construcción	85	2	100,00	0,85	170	2	100	230	13,8	0,280	0,314	0,104	0,375	0,770	0,770	0,0049	0,1630	0	0,3260	0	0,035	1,810	0,039	6,550	0	0	0,071	C	0,278	312,000	0,332	0,219	0,734	2,229	2,000	3,670588	7,341176				
Jul-11	Mafrales	CELEC-TermoPichincha	Pública	Termoeléctrica	Manta		20,4	En Trámite						Lv																																			
Ene-11	Baba	HidroItoral S.A.	Público	HidroEléctrico	Baba	2°21	42	Fin final de construcción	21	2	23,30	0,9	42	2	30,0	230	13,8	0,310	0	1,020	0,300	0,650	0,650	0,003	0,924	0,030	0,460	0,150	0,035	2,190	0	7,200	0,035	1,100	0	0	0	0	0	183,000	0	0,064	1,018	2,130	2,000	8,714286	17,428571		
Ene-11	Montecristi	Montecristal S.A.	Pública	Termoeléctrica	Montecristal			Obras preliminares	17,85	1	21,00	0,85	17,85	1	25	69	13,8																																
Jul-11	Oñaña	Elecaustro S.A.	Público	HidroEléctrico	Sinrayac		26	Obras preliminares	13	2	14,44	0,9	26	2	18,7	69	13,8	0,330	0,340	1,070	0,320	0,660	0,660	0,003	0,310	0,030	0,490	0,200	0,035	1,670	0,000	5,400	0,035	0,835	0	0	0	0	0	117,000	0	0,064	1,018	2,130	2,000	9	18		
Ene-11	San José de Minas	San José de Minas S.A.	Público	HidroEléctrico	Pomasaca-EEQ		6	En Construcción	6	1	5,07	0,9	6	1	8,0	23	4,16	0,329	0,408	0,911	0	0,580	0,580	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183,000	0	0,160	0,446	2,080	2,000	3,91667	7,833333	
Dic-11	Resudio 2	ND	Pública	Termoeléctrica			100	Proyecto																																									
	Villonaco	Villonaco Wind Power S.A.	Privada	Eléica	Loja		15	15	69																																								
Agg-11	Jondachi	CELEC-TermoPichincha	Público	HidroEléctrico	Tena		18	En Trámite	18	1	21,18	0,85	18	1	27,5	138	13,8	0,310	0,000	1,020	0,300	0,650	0,650	0,0032	0,924	0,030	0,460	0,150	0,035	2,190	0	7,200	0,035	1,100	0	0	0	0	0	183,000	0	0,064	1,018	2,130	2,000	10,147	20,33		
Agg-11	Machala Power	Machala II	Privada	Gas Natural	San Isidro		95	Concepción Firmada	95	1	111,76	0,85	95	1	145,29	230,00	13,8	0,134	0,174	1,220	0,134	0,250	1,160	0,0040	0,078	0,017	0,134	0,032	1,280	0,033	8,970	0,023	0,640	0,070	0,500	0,390	596,000		0,1026	0,320	2,220	2,000	6,27368	12,547737					
May-12	Machala II	Machala II	Privada	Gas Natural	San Isidro		87	Concepción Firmada	87	1	102,35	0,85	87	1	133,06	230,00	13,8	0,145	0,220	1,180	0,145	0,380	1,050	0,0035	0,075	0,020	0,095	0,065		0,042	5,900	0,092	0,300	0,140	498,500	0,215	0,0933	0,4044	2,292	2,000	5,72989	11,45977							
Ene-12	Esmeraldas II	CELEC-TermoEsmeraldas	Pública	Termoeléctrica	Esmeraldas	144,00	144	Concepción Firmada	144	1	169,41	0,85	144	1	220	230,00	13,8	0,185	0,245	1,700	0,185	0,380	1,260	0,0031	0,110	0,016	0,115	0,100		0,076	0,540	0,240	634,000	0,370	0,1251	0,7419	2,680	2,000	4,40276	8,805556									
Ene-12	Chomitos	HidroZamora C.E.M.	Público	HidroEléctrico	Combarbata-Loja		4	Paralizado	4	1	4,71	0,65	4	1	6,0	69	4,16	0,329	0,408	0,911	0	0,580	0,580	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183,000	23,500	0,000	0,160	0,446	2,080	2,000	5,9750	11,7500			
Ene-12	Ducal Wind Farm	Tradelin S.A.	Privada	Eléica	Loja		5,2	23	1,04	5	1,16	0,9	5,2	5																																			
Ene-12	Ciclo Combinado 1	ND	Pública	Termoeléctrica		87	699,7																																										
Mar-12	San José de El Tambo	HidroTambo S.A.	Privado	HidroEléctrico	Babahoyo	8	8	50,5	Paralizado	6	1	8,89	0,9	8	1	12,00	69	4,6	0,329	0,408	0,911	0	0,580	0,580	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183,000	23,500	0,000	0,160	0,446	2,080	2,000	2,9375	5,875				
Jun-12	TG Natural 1	ND	Pública	Termoeléctrica		100	700,8																																										
Jul-12	Shushufindi	CELEC-TermoEsmeraldas	Pública	Termoeléctrica	Sushufindi		135	En Trámite	135	1	158,82	0,85	135	1	206,47																																		
Jul-12	Topo	Pemal S.A.	Privada	HidroEléctrico	Puyo (Baños)	22,80	22,8	Contrato Firmado	22,8	1	26,82	0,85	22,8	1	30,0	138	13,8	0,310	0	1,02	0,300	0,650	0,650	0,0032	0,924	0,030	0,460	0,150	0,035	2,190	0	7,20	0,035	1,100	0	0	0	0	0	183,000	0	0,064	1,018	2,130	2,000	8,02832	16,05263		
Agg-12	Mazar Dudas	HidroZamora S.A.	Público	HidroEléctrico	Sinrayac	22,8	20,8	Estudios	22,8	1	24,78	0,8	22,8	1	30,0	69	13,8	0,310	0	1,02	0,300	0,650	0,650	0,0032	0,924	0,030	0,460	0,150	0,035	2,190	0	7,200	0,035	1,100	0	0	0	0	0	183,000	0	0,064	1,018	2,130	2,00	8,20938	16,42595		
Dic-12	Sigchos	Trilo S.R.L.	Privado	HidroEléctrico	Mulaló	18	17,4	Paralizado	8,7	2	9,47	0,9	17,4	2	22,0	69	4,16	0,329	0,408	0,911	0	0,580	0,580	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183,000	23,500	0	0,160	0,446	2,080	2,000	2,70115	5,402299		
Dic-12	Apaquí	Current Energy of Ecuador S.A.	Privado	HidroEléctrico	Ibarra	45	36	Paralizado	18	2	21,18	0,85	36	2	27,0	138	4,6	0,310	0	1,020	0,300	0,650	0,650	0,0032	0,924	0,030	0,460	0,150	0,035	2,190	0	7,200	0,035	1,100	0	0	0	0	0	183,000	0	0,064	1,018	2,130	2,000	10,1667	20,33333		
Ene-13	Victoria	HidroVictoria S.A.	Público	HidroEléctrico	El Inga	10	10	63,8	Contrato Firmado	10	1	11,76	0,85	10	1	15,0	138	4,6	0,329	0,408	0,911	0	0,580	0,580	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183,000	23,500	0	0,160	0,446	2,080	2,000	2,85000	4,70000		
Ene-13	Pitaló 3	Qualtec Comercio e Industria CA Ltda.	Privado	HidroEléctrico	Mulaló	10	9,3	70	Paralizado	9,3	1	10,33	0,9	9,3	1	13,43	69	4,16	0,329	0,408	0,911	0	0,580	0,580	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183,000	23,500	0	0,160	0,446	2,080	2,000	2,52688	5,053763			
Jun-13	Chontal	HidroEquinoccio S.A.	Público	HidroEléctrico	Nanegalito	100	72	444	Estudios y Diseño Definitivo	50	2	55,56	0,9	100	2	60,00	230	13,8	0,340	0,380	1,130	0,340	0,680	0,680	0,0049	0,2100		0,340	0,180		3,000		8,500				168,000	0,301	0,3127	0,7375	2,320	2,000	3,96000	6,72000					
Ene-14	Angamarca	Produstar C.A.	Privado	HidroEléctrico	Cotacachi	3°22	66	329	Paralizado	22	2	24,44	0,8	66	3	31,78		13,8	0,310	0	1,020	0,300	0,650	0,650	0,0032	0,924	0,030	0,460	0,150	0,035	2,190	0	7,200	0,035	1,100	0	0	0	0	183,000	0	0,064	1,018	2,130	2,000	8,31018	16,03636		
Mar-14	Toachi-Altaviz	HidroToachi S.A. (HCProvincial Pichincha)	Público	HidroEléctrico	San Domingo	3°68	204	1190	Obras preliminares Vías de acceso	68	2	80,00	0,85	204	3	85,00	230	13,8	0,258	0,320	1,050	0,300	0,670	0,670	0,0062	0,140	0,060	0,312	0,130	0,040	2,020	0,051	4,000	0,017	0	0,033	0	0,286	238,000	0,332	0,245	0,770	2,320	2,000	3,42647	6,852941			
Mar-14	Toachi-Sanpablo	HidroToachi S.A. (HCProvincial Pichincha)	Público	HidroEléctrico	Toachi Pitalón	3°16,3	50		Obras preliminares Vías de acceso	16,3	2	19,18	0,85	48,9	1	60,00	230	13,8	0,330	0	1,070	0,320	0,660	0,660	0,003	0,310	0,030	0,490	0,200	0,035	1,670	0	5,400	0,035	0,835	0	0	0	0	117,000	0	0,064	1,018	2,130	2,00	1,77791	14,355838		
Abr-14	Sopladora	CELEC-HidroPaute	Público	HidroEléctrico	Molino	3°162,3	487	2560	Obras preliminares Vías de acceso	162,33	2	180,37	0,9	487,0	3	188,9	230	13,8	0,220	0,300	0,920	0,290	0,510	0,510	0,002	0,130	0,045	0,255	0,120	0,024	1,600	0,0290	5,200	0,028	0	0,034	0	0,3600	502,000	0,206	0,1642	0,438	1,990	2,000	3,09247	6,184932			
May-14	Ulanganates	CELEC-TermoPichincha	Público	HidroEléctrico	Pucará	27,6	27,6			27,6	1	30,67	0,9	27,6	1	35,0	138	13,8	0,235	0,260	1,000	0,264	0,620	0,620	0,0040	0,170	0,040	0,270	0,099	0,035	2,300	7,100	0,035	1,150			254,000		0,064	1,018	2,130	2,000	9,2029	18,40580					
Jun-14	La Unión	Enequejones S.A.	Público	HidroEléctrico	Machala/San Isidro	2°40 P 0,8	80,5	446	Concepción Firmada	40	2	50,00	0,8	80	2	55,0	230	13,8	0,340	0,380	1,130	0,340	0,680	0,680	0,0049	0,2100		0,340	0,180		3,000		8,500			168,000	0,301	0,3127	0,7375	2,320	2,000	4,2000	8,40000						
Sep-14	Quijos	Empresa Eléctrica Quito	Público	HidroEléctrico	El Inga	50	50	340	Concepción Firmada	50	1	55,56	0,9	50	1	60,0	138	13,8	0,340	0,380	1,130	0,340	0,680	0,680	0,0049	0,2100		0,340	0,180		3,000		8,500			168,000	0,301	0,3127	0,7375	2,320	2,000	3,96000	6,72000						
Sep-14	Baeza	Empresa Eléctrica Quito	Público	HidroEléctrico	El Inga	50	50	333	Concepción Firmada																																								



Año de Ingreso	Subestacion a construir				Subestaciones existentes (variación)					Reactores	Capacitores
	Nombre	Transformador (MVA)		Voltaje (kV)	Nombre	Tramo de línea (Km)	Transformador (MVA)		Ubicación		
		Tres Devanados	Dos Devanados				Tres Devanados	Dos Devanados			
2010	El Inga	225/180/135		230/138	Pomasqui-Santa Rosa	36					
2010	Quinde	60/50/40		138/69	Santo Domingo-Esmeraldas	83.8	60/50/40		Santo Domingo		
2010		167/167/45		230/138	Santo Domingo		167/167/45		Santo Domingo		
2010	Baños		33	138/69	Agoyan-Totoras	3			Baños		
2010				138/69	Chone		60/60/20		Chone		
2010	Baba	-----		230	Quevedo-Santo Domingo	62	-----		Baba		
2010	Montecristi	100/60/80		138/69		27			Montecristi		12
2010	Lago Chongón			138/138	Pascales-Santa Elena	81.3			Lago Chongón		
2010				138/69	Pascales		224/224/44.8		Pascales		2x12
2010				230/138	Pascales				Pascales		2x30
2010				138/69	Dos Cerritos				Dos Cerritos		24
2010				230/69	Nueva Prosperina				Nueva Prosperina		12
2010				138/69	Babahoyo		66/66/22		Babahoyo		
2010				230/69	Sinincay		167		Sinincay		
2010				230/138	Las Esclusas		225/180/135		Las Esclusas		
2010	Aeropuerto	60/60/20		138/23	El Inga						
2010	Alangasi	35/35/20		138/23	El Carmen						6
2011	Nueva Loja	167/133/100		230/69	El Inga	70	225/180/135		El Inga		
2011	San Juan de Manta	225/180/135		230/69	San Gregorio	35			Portoviejo		
2011	San Idelfonso	225/180/135		230/138	Milagro-Machala	113			Machala		
2011	Esmeraldas	167/132/100		230/138	Esmeraldas	155			Esmeraldas		
2011				138/69	Santo Domingo		100/100/27		Santo Domingo		
2011				230/138	Pomasqui		300/300/30		Pomasqui		
2011									Pomasqui		30
2011		66/66/22		138/69	Mulaló		66/66/22		Mulaló		
2011				230/138	Pascales				Pascales		30
2011				230/69	Nueva Prosperina		225		Nueva Prosperina		
2011				138/69	Trinitaria				Trinitaria		24
2011	Zambiza	30/30/10		138/23	SE/18 Pomasqui						
2012				230/138	El Inga		225/180/135		Piño		
2012	San Antonio	25/25/10		138/23	Pomasqui	9.5			Pomasqui		6
2012	Cumbayá	25/25/10		138/23	Vicentina-Pomasqui						12
2012	Chavezpamba	67/53.3/40		138	Pomasqui	20			Pomasqui		
2012				138/69	Ambato		43/43/14				
2012				230/69	San Gregorio		167/133/100		San Gregorio		
2012				230/69	La Troncal		167/133/100		La Troncal		
2012	Cumbaratza	33/33/20		138/69	Loja	54			Loja		
2013	Toachi-Pilatón			230							
2013	Sarapullo			230							
2013	Nanegalito			230	El Inga				El Inga		
2013	Sopladora		450	500	Molino-Sopladora-Riobamba	12			Sopladora		
2013	Yaguachi			230							
2013				69	Pascales				Pascales		12
2014-2015				500	El Inga (Piño)		3x450		Piño		6x28
2014-2015	Coca Codo Sinclair	4x450		230/500					Coca Codo Sinclair		2x28
2014-2015				500	Yaguachi		2x450		Yaguachi		6x28
2014-2015	Salitral	225		230/69							
2014-2015					Dos Cerritos		375		Dos Cerritos		
2014-2015	Las Orquideas	225		138/69	Dos Cerritos	10					
2014-2015				138/69	Posorja		33		Posorja		
2014-2015				138	Pascales				Pascales		30
2014-2015				69	Pascales				Pascales		12
2014-2015				69	Babahoyo				Babahoyo		12
2014-2015				138	Las Esclusas				Esclusas		60
2014-2015				230/69	Las Esclusas		167		Esclusas		
2014-2015	Cotocollao	25/25/10		138/23	SE 19						6
2016-2017	Guaranda		33	138/69							
2016-2017	Durán		225	138/69							
2016-2017				230/69	Salitral				Salitral		2x30
2016-2017				138	Las Esclusas				Esclusas		30
2016-2017				138/69	Loja		67		Loja		12
2018-2020	Nueva Loja		167	230/138							
2018-2020	Santa Elena		167	230/69	Santa Elena				Santa Elena		12
2018-2020				230	San Juan				Manta		24
2018-2020				230	Nueva Prosperina				Guayaquil		90
2018-2020				69	Trinitaria				Trinitaria		12
2018-2020				69	Loja				Loja		12

Tabla No. 2. Expansión al año 2020, Subestaciones a ser implementadas y puntos de derivación.



Año de Ingreso	Nombre de la línea	Voltaje (kV)	Longitud (Km)	Capacidad de Transmisión	Número de Circuitos	Conductor de Fase			Subestacion Asociada		
						Tipo	Calibre	Cond/circui.	Nombre	Transformador (MVA)	Tensiones (kV)
										Tres Devanados	Dos Devanados
2010	Pomasqui-El Inga	230	39		2				El Inga	225/180/135	230/138
2010	El Inga-Santa Rosa	230	30		2				Sta. Rosa	375/375/100	230/138
2010	Milagro-Las Esclusas	230	54		2	ACAR	750		Las Esclusas	225/180/135	230/138
2010	Montecristi-San Gregorio	138	27		1				San Gregorio	100	138/138
2010	Lagode Chongon-Santa Elena	138	81,3		2	ACAR	397,5		Lago de Chongon		230/138
2010	Milagro-Machala	230	134		1	ACAR	750	2			230/138
2010	Cuenca-Loja	138	134,2		1	ACSR	397,5				138/69
2010	Aeropuerto UIO	138	6		1	ACSR	268,8				
2011	El Inga-Nueva Loja	230	70		1	ACAR	1200		El Inga	225/180/135	230/138
2011	Santo Domingo-Esmeraldas	230	156		2				Esmeraldas	167/132/100	230/230
2011	Totoras-Quevedo	230	139		2	ACAR	1200		Totoras & Quevedo	167	230/138
2011	San Gregorio-San Juan	230	35		1	ACAR	1200		San Gregorio	225/180/135	230/69
2011	Quevedo-San Gregorio	230	110		1				San Gregorio	225	238/138
2011	Milagro-Babahoyo	138	47,3		2	ACAR	397,5		Babahoyo	67	138/138
2011	San Idelfonso-Machala	230	114+21		1	ACAR	750	2	San Idelfonso	225	
2011	Ocaña-Sinincay	69	41		2				Sinincay		
2012	Quevedo-San Gregorio	230	110		1				San Gregorio	167	238/69
2012	Apacui-Ibarra	138	14		1	ACAR	477		Tulcan-Ibarra		138
2010	Milagro-San Idelfonso	230	114+21		1	ACAR	750	2	San Idelfonso		230
2012	Loja-Cumbaratza	138	54		1	ACSR	266,8		Cumbaratza	33	138/69
2012	Trinitaria-Esclusas	230	6,5		1	ACAR	750	2	Esclusas		
2013	Nanegalito-El Inga	230			1				El Inga-Chontal		230
2013	Santa Rosa-Santo Domingo	230	57,3+25		2	ACSR	1113		Toachi-Pilatón		230
2013	Sarapullo	230	11		1	ACAR	1200		Sarapullo		
2013	Sopladora-Yaguachi	230	180		1	ACAR	4x750	1	Sopladora		500/230
2013	Molino-Sopladora	230	12		2	ACAR	1200	2	Molino		230
2013	Yaguachi-Pascuales	230			2	ACAR	1113		Pascuales		230
2013	Yaguachi-Dos Cerritos	230			2	ACAR	1113				
2013	Sopladora-Riobamba	230			2	ACAR	1113				
2013	Sopladora-Totoras	230			2	ACAR	1113				
2013	La Unión-Machala	230	18		2				Machala		230
2014-2015	Coca Codo Sinclair-El Inga	500	125		2	ACAR	4x750		El Inga (Pífo)		500
2014-2015	Coca Codo Sinclair-Nueva Loja	230	70		1	ACAR	1200		El Inga (Pífo)		500
2014-2015	Nanegalito-San Gregorio	230	200		1	ACAR	4x750		Nanegalito-Chespi		230
2014-2015	San Gregorio-San Juan	230	35		1	ACAR	1200		San Gregorio		230
2014-2015	El Inga (Pífo)-Yaguachi	500	300		1	ACAR	4x750		Yaguachi	2x450	500
2014-2015	Yaguachi-Salitril	230	55		1	ACAR	1200	1	Salitril	225	230
2014-2015	Dos Cerritos-Las Orquideas	138	10		2	ACSR	477	1	Dos Cerritos	375	138
2014-2015	San Idelfonso-Machala	230	21		1	ACAR	750		Machala		
2014-2015	Minas-Machala	230	16		2	ACAR	1200		Machala		
2016-2017	Totoras-Guaranda	138	60		1				Guaranda	33	138/69
2016-2017	Dos Cerritos-Durán	138	20		2	ACAR	477		Durán	225	138/69
2018-2020	Nueva Loja- COCA (FcoOrellana)	138	52		1				Nueva Loja	167	230/138
2018-2020	Nueva Prosperina-Chongon-Sta. Elena	230	101,3		1	ACAR	1200		Santa Elena	167	230/69
2018-2020	Milagro-Babahoyo	138	47,3		1				Milagro		

Tabla No. 3. Líneas de Transmisión y características de la expansión al año 2020

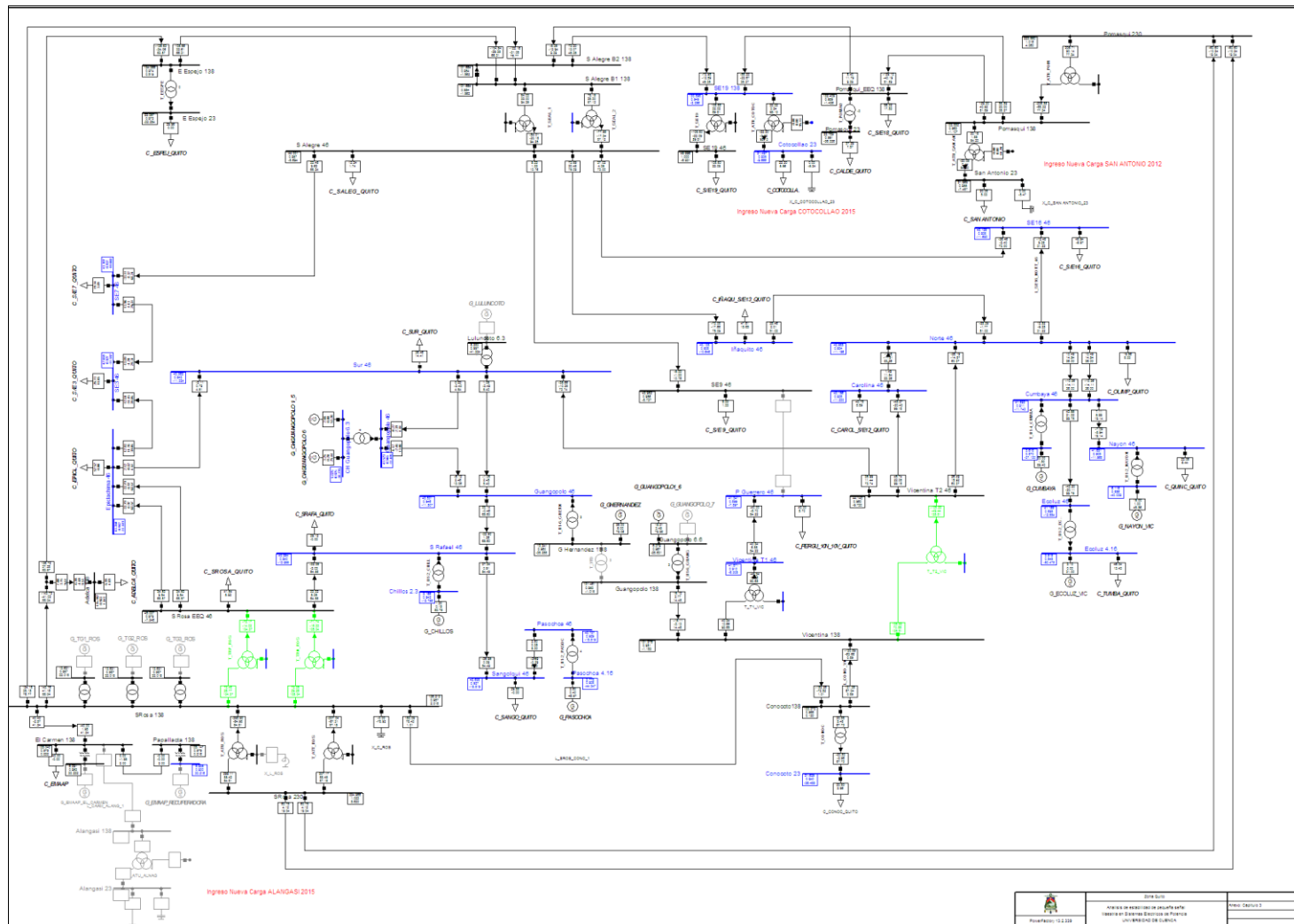


Figura No. 1: Zona Quito. Demanda Máxima. Hidrología Seca..

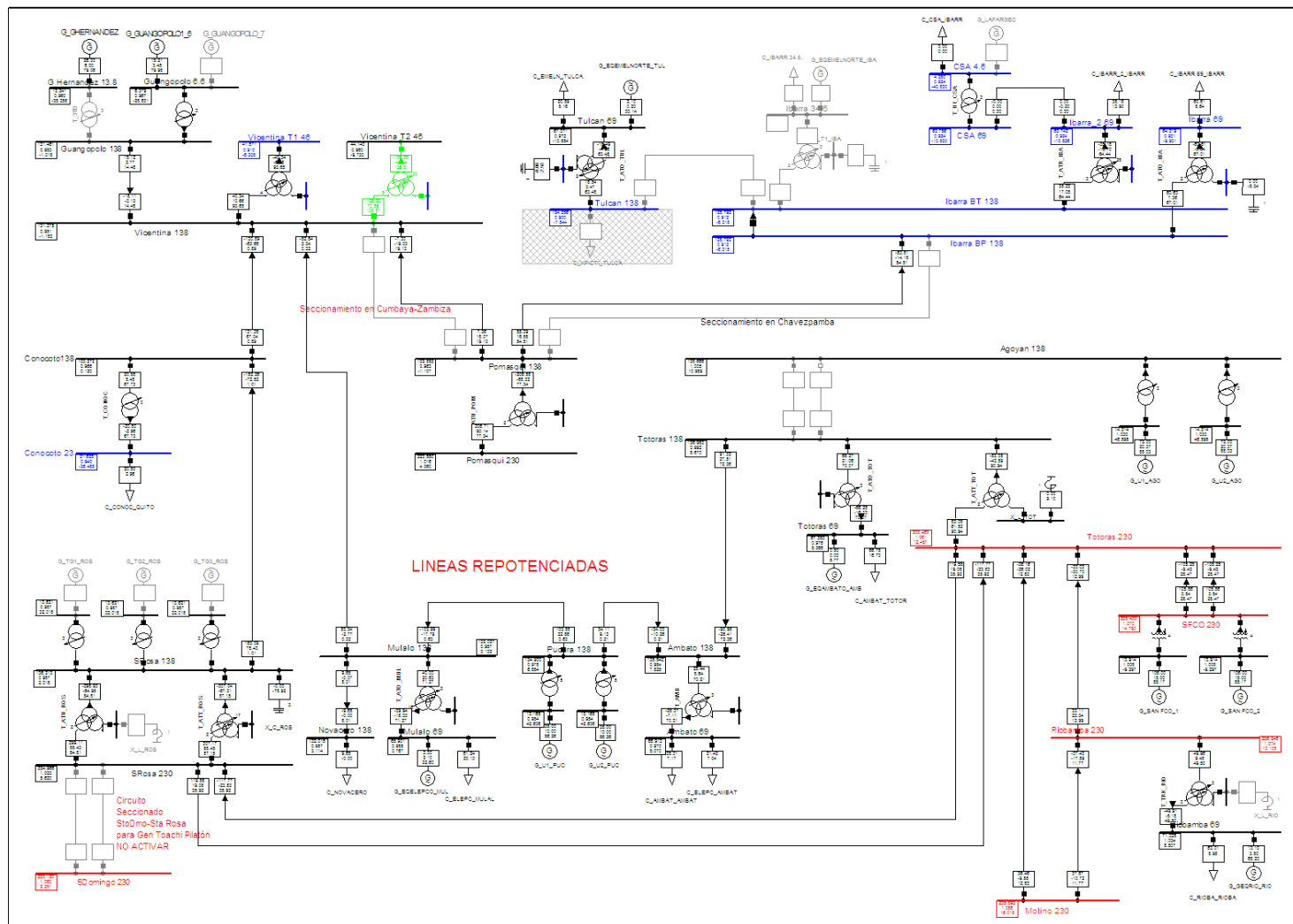


Figura No. 2: Zona Santa Rosa - Totoras. Demanda Máxima. Hidrología Seca.



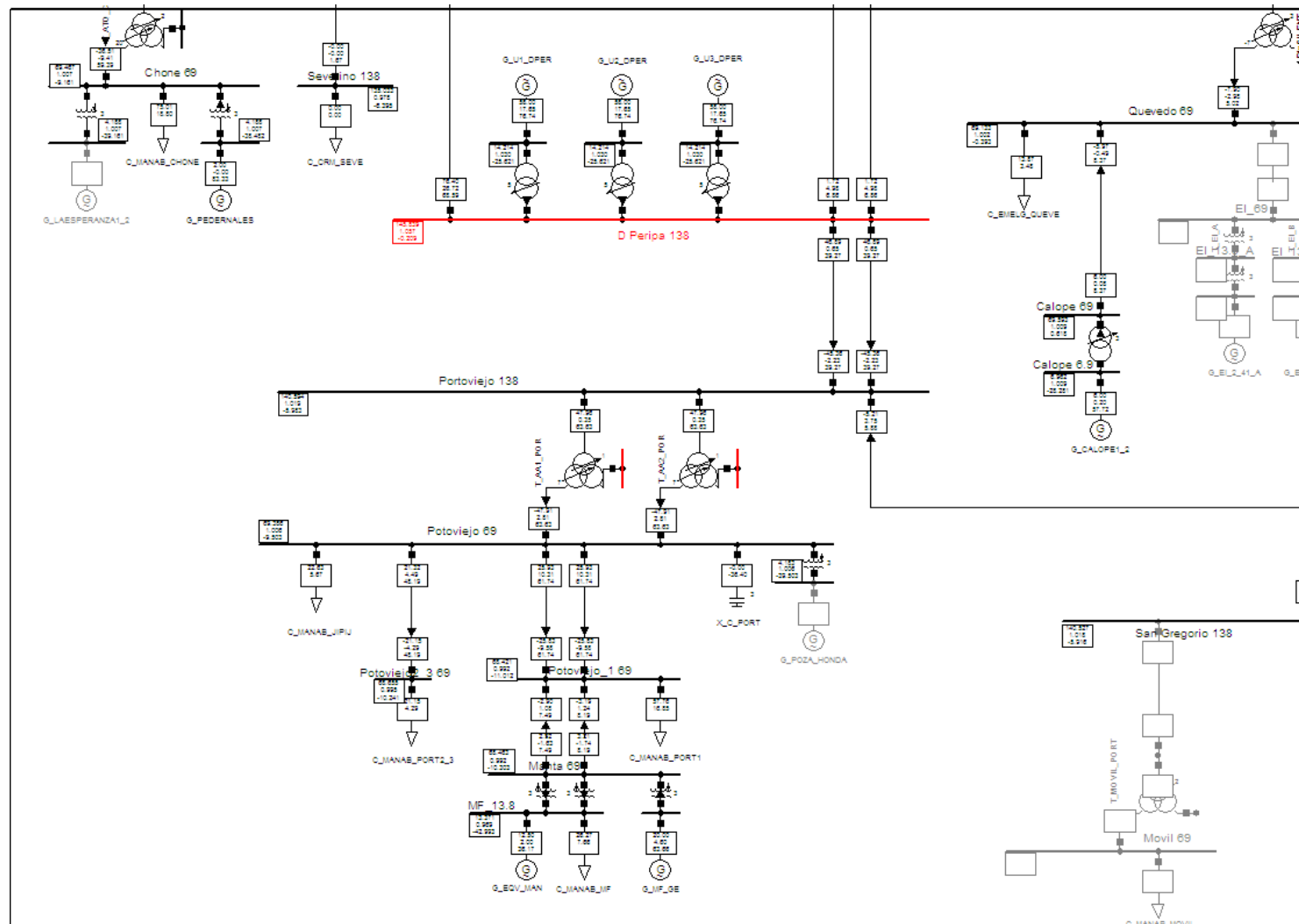


Figura No. 4: Zona Sto. Domingo - Quevedo. Demanda Máxima. Hidrología Seca.

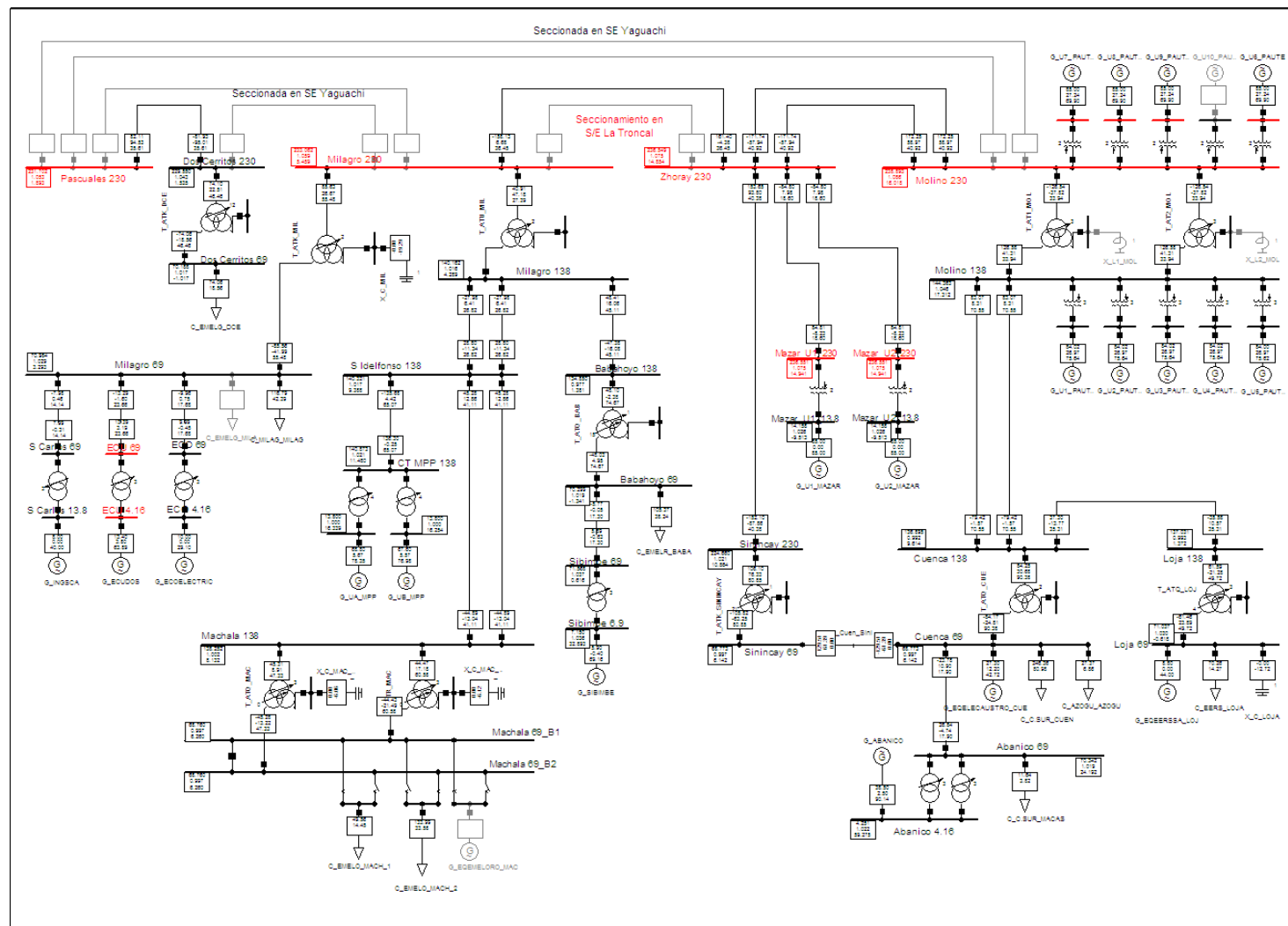


Figura No. 5: Zona Molino - Milagro. Demanda Máxima. Hidrología Seca.

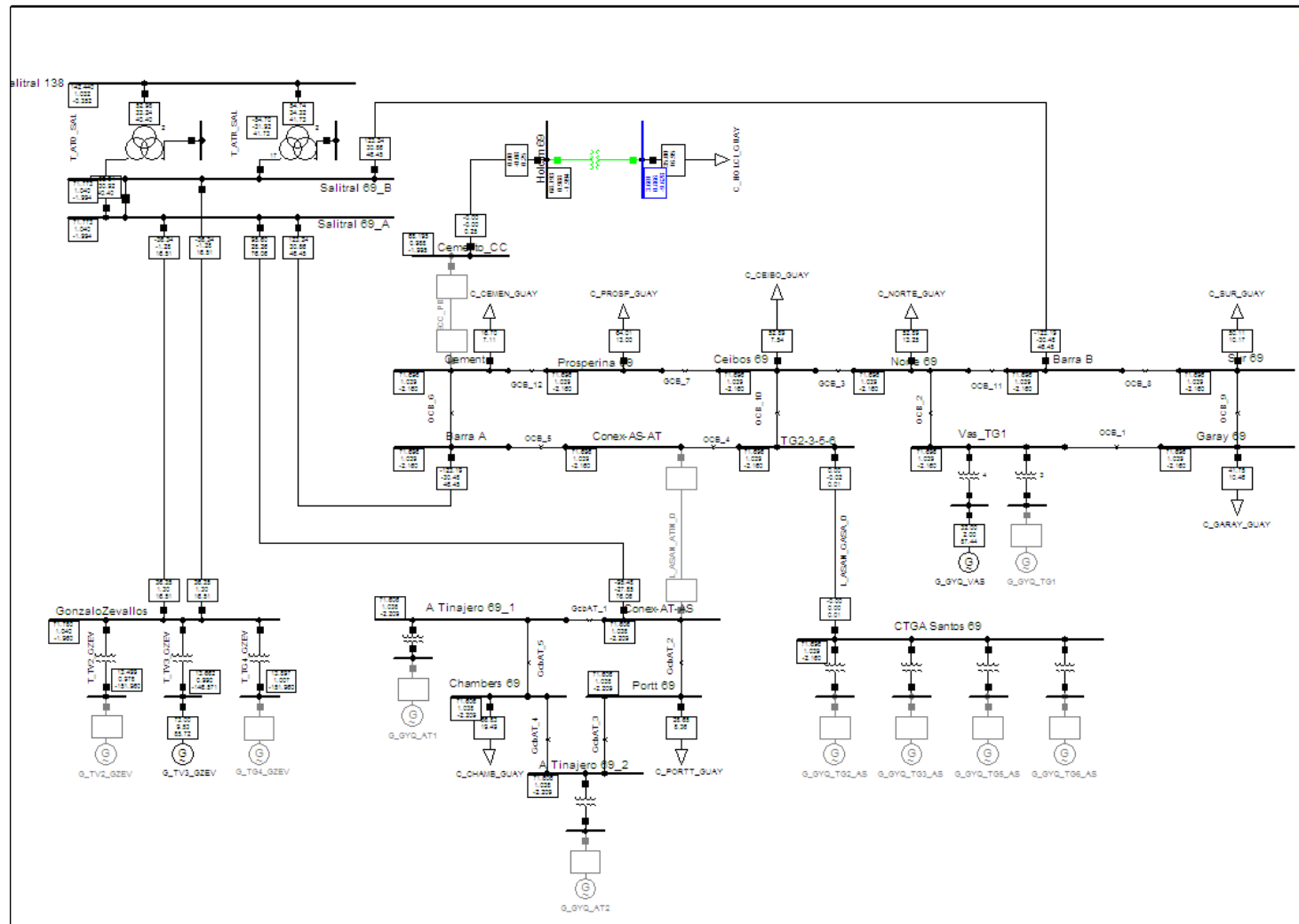


Figura No. 6: Zona Saltral. Demanda Máxima. Hidrología Seca.

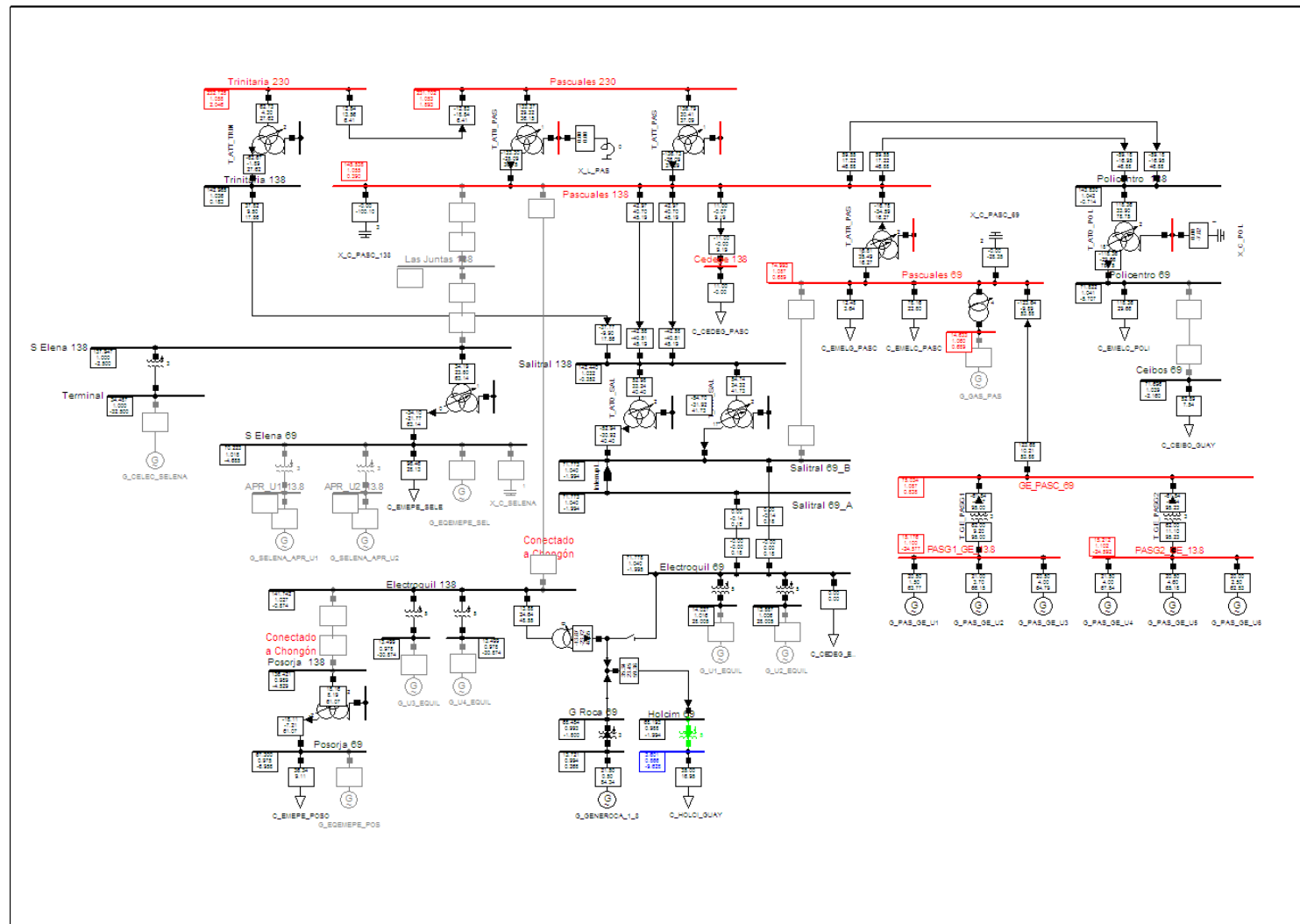


Figura No. 7: Zona Pascuales. Demanda Máxima. Hidrología Seca.

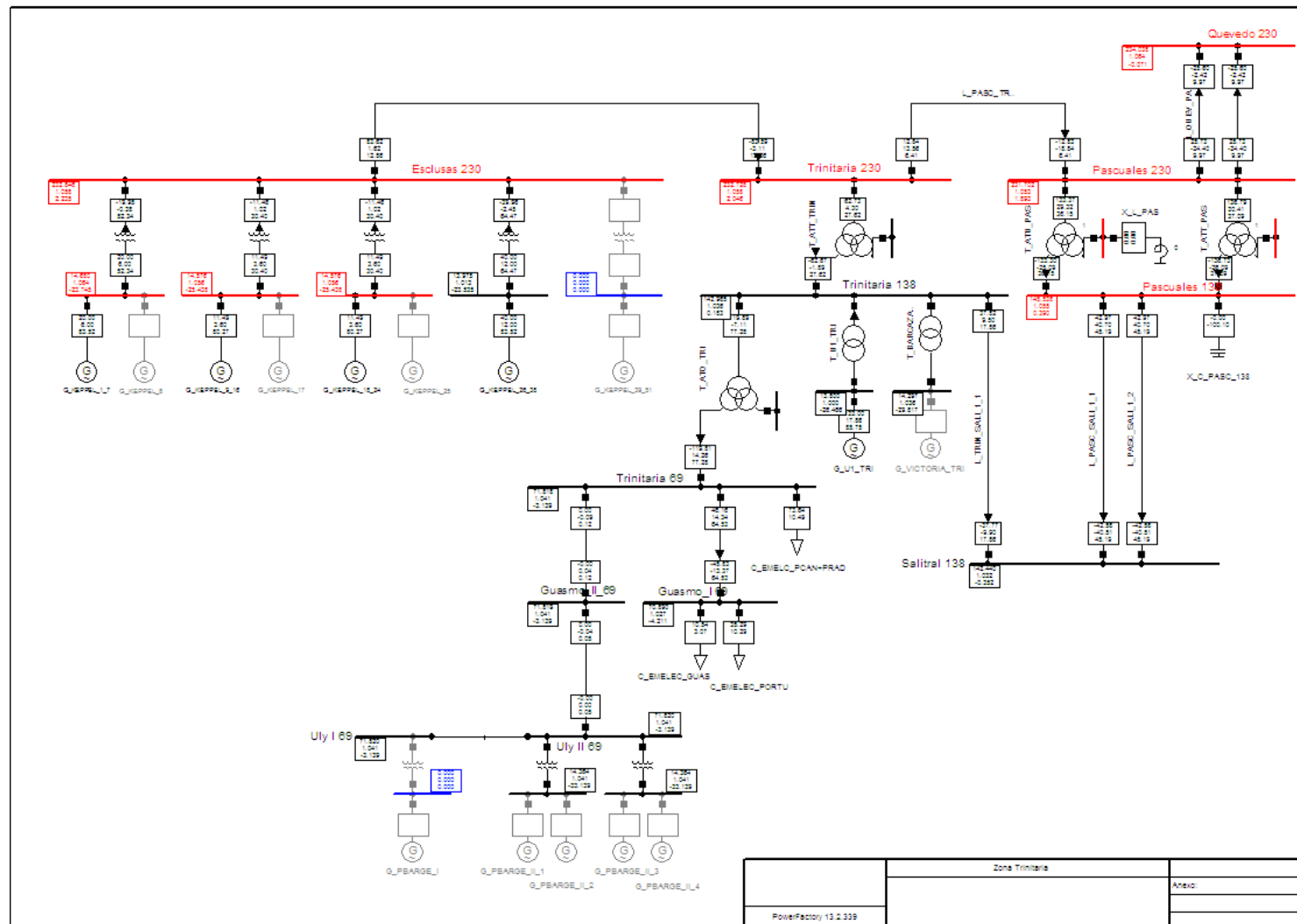


Figura No. 8: Zona Trinitaria. Demanda Máxima. Hidrología Seca.

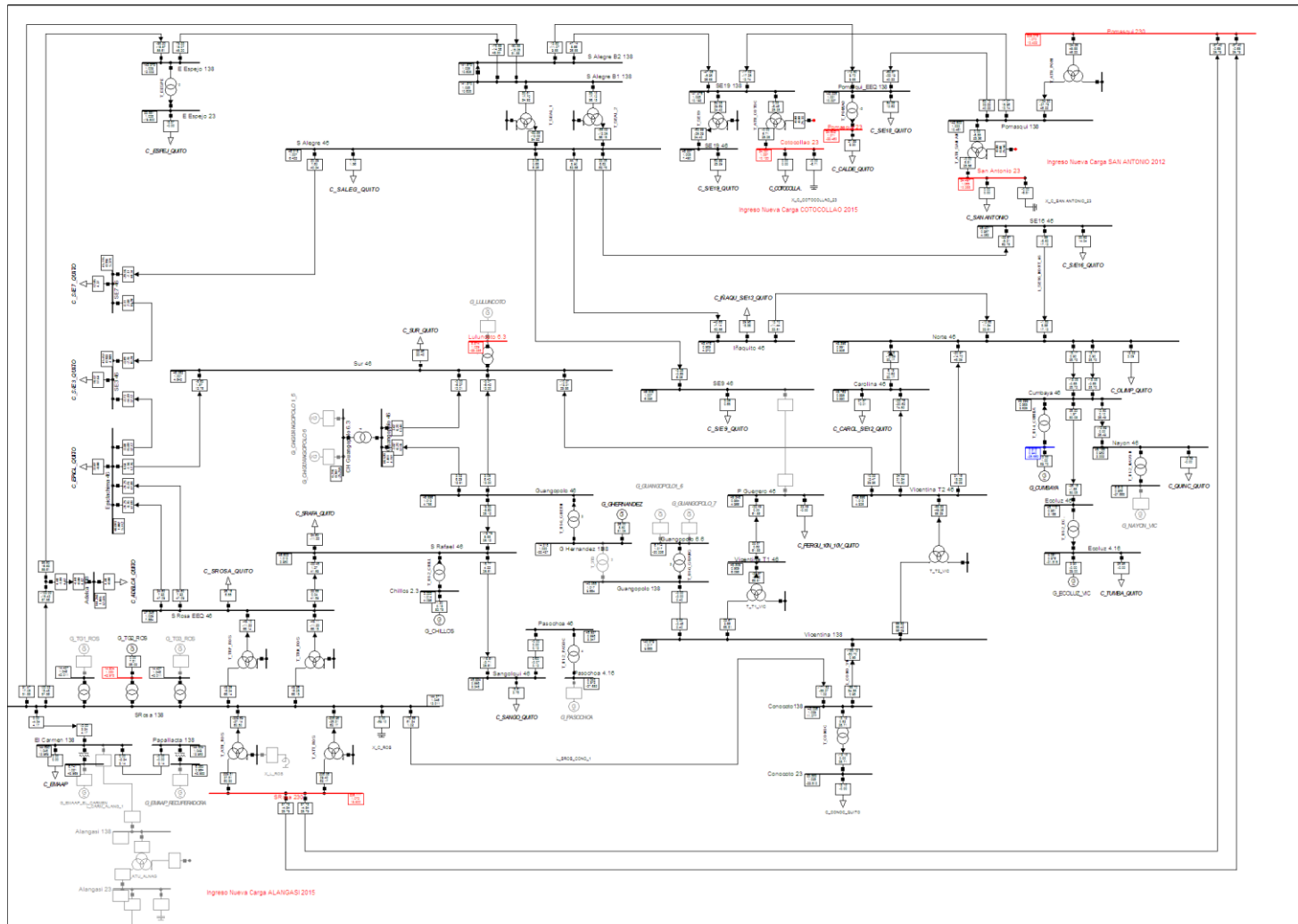


Figura No. 9: Zona Quito. Demanda Media. Hidrología Seca.

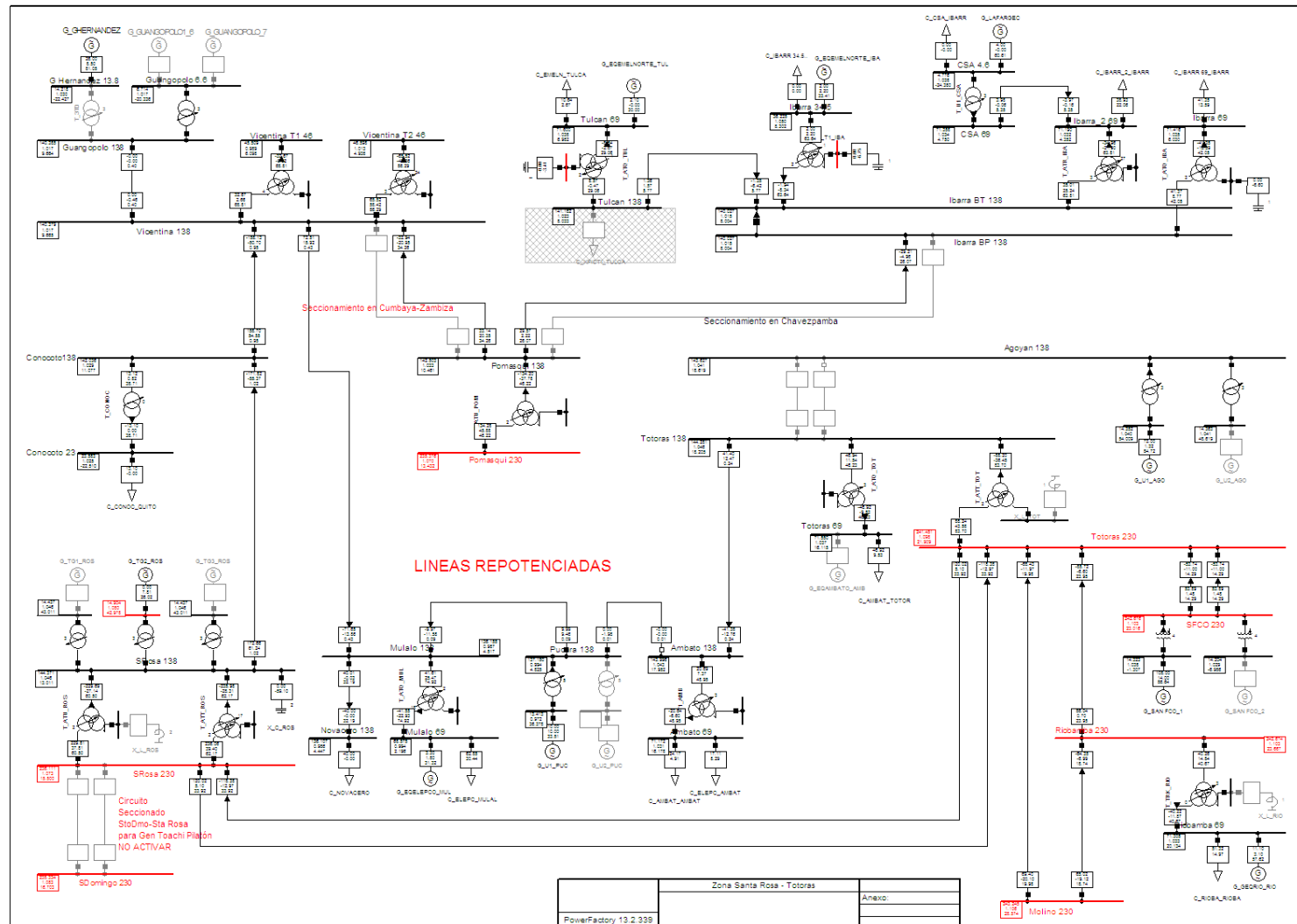


Figura No. 10: Zona Santa Rosa - Totoras. Demanda Media. Hidrología Seca.

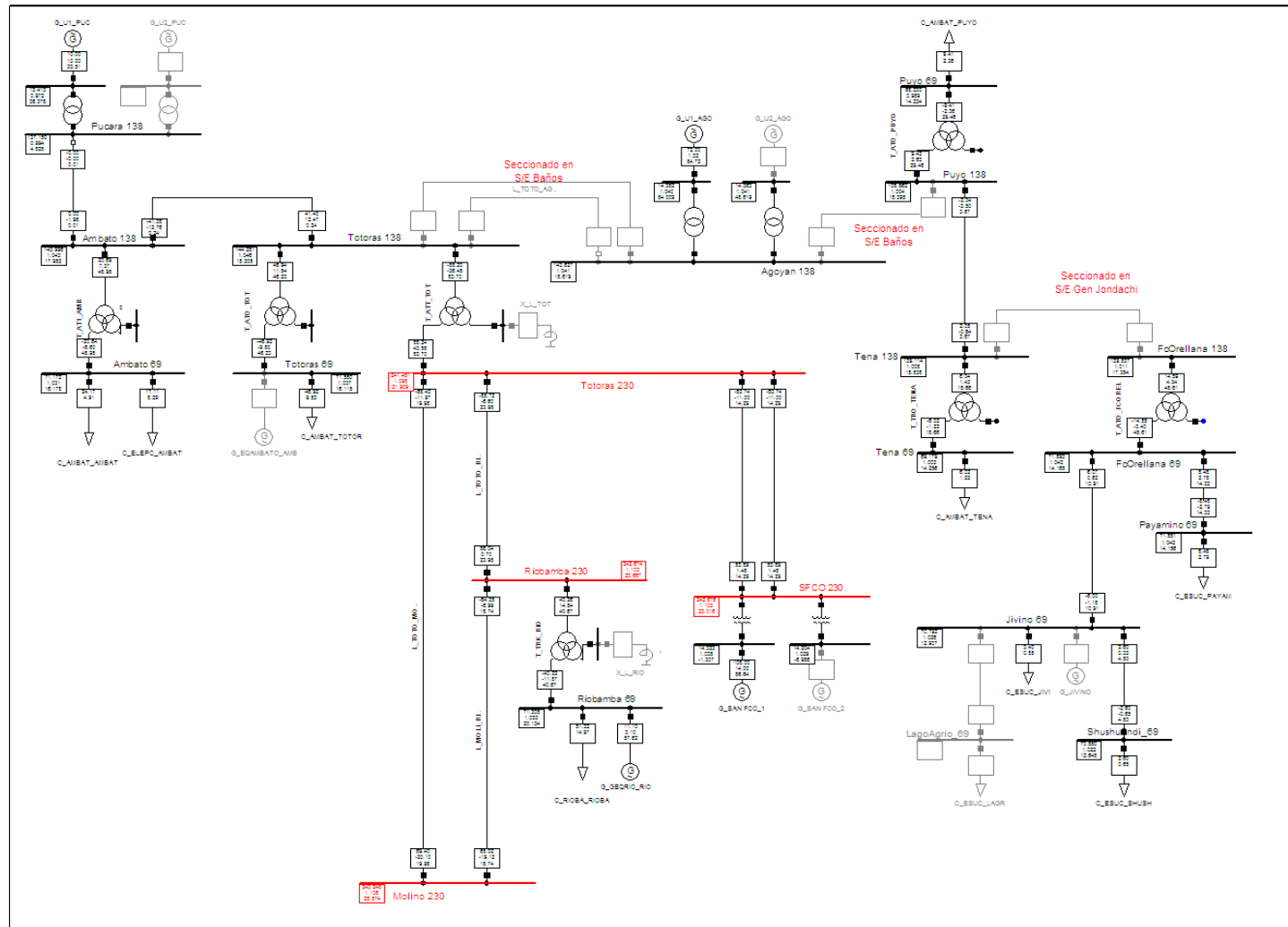


Figura No. 11: Zona San Francisco. Demanda Media. Hidrología Seca.

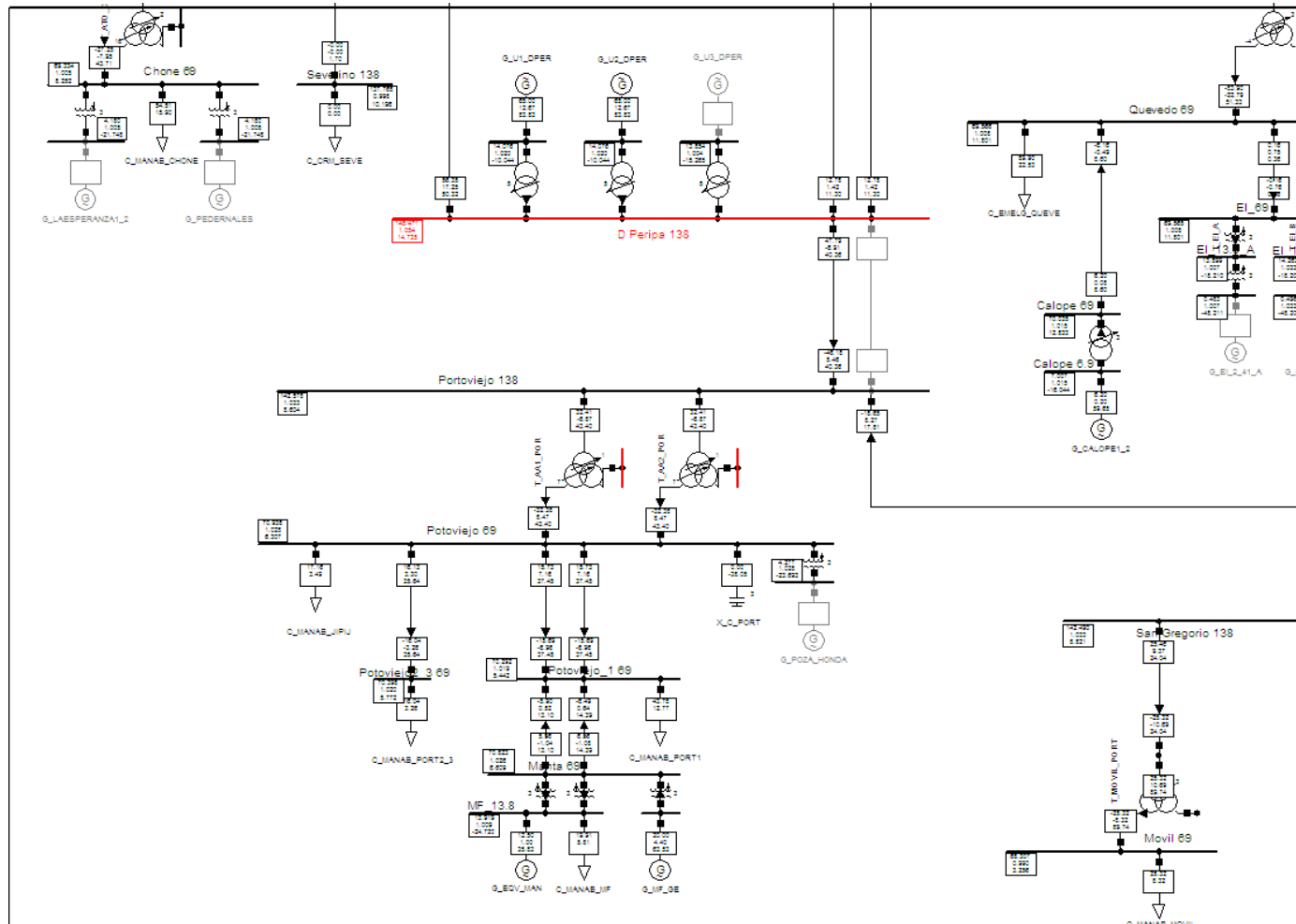


Figura No. 12: Zona Sto. Domingo - Quevedo. Demanda Media. Hidrología Seca.



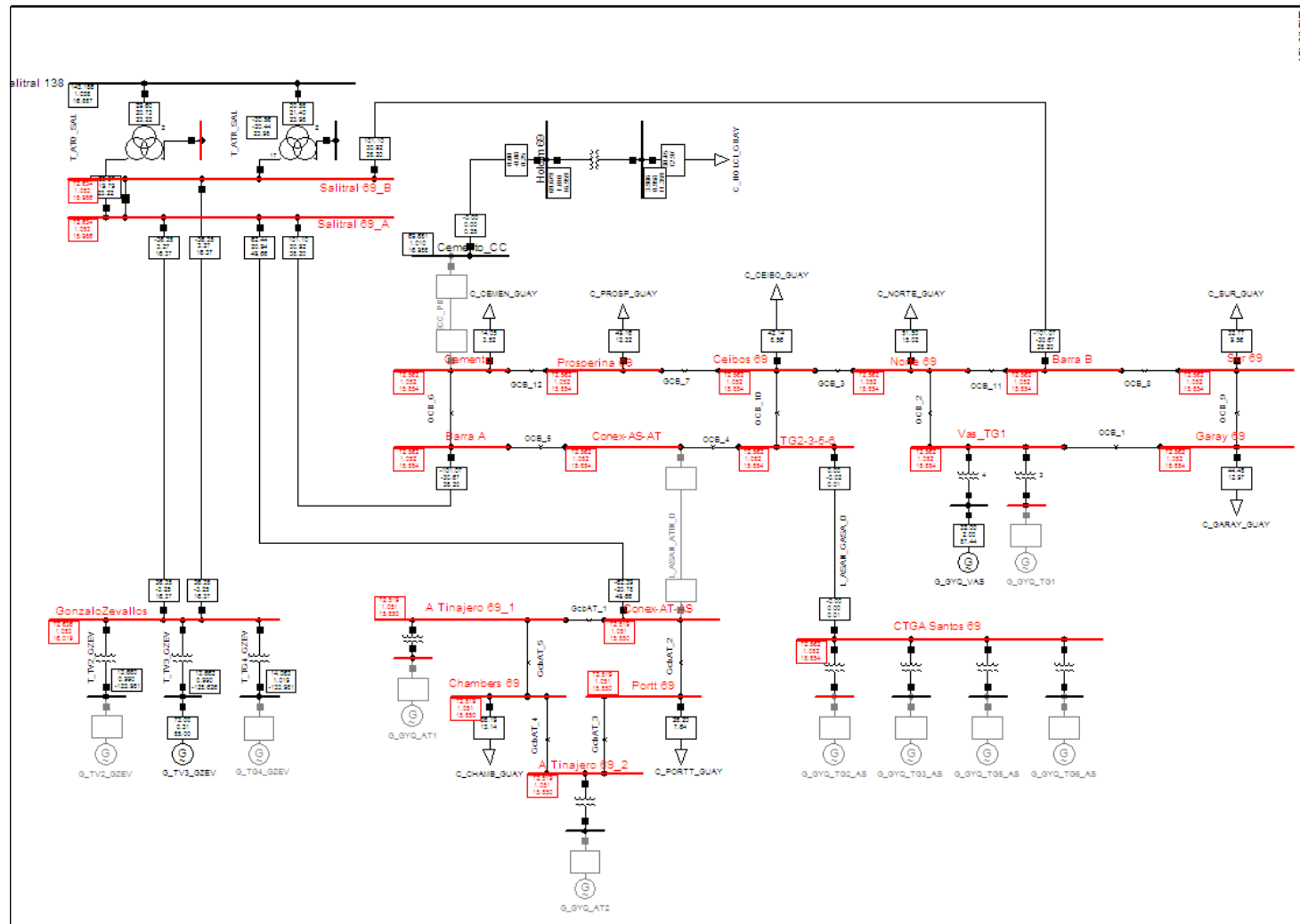


Figura No. 14: Zona Salitral. Demanda Media. Hidrología Seca.

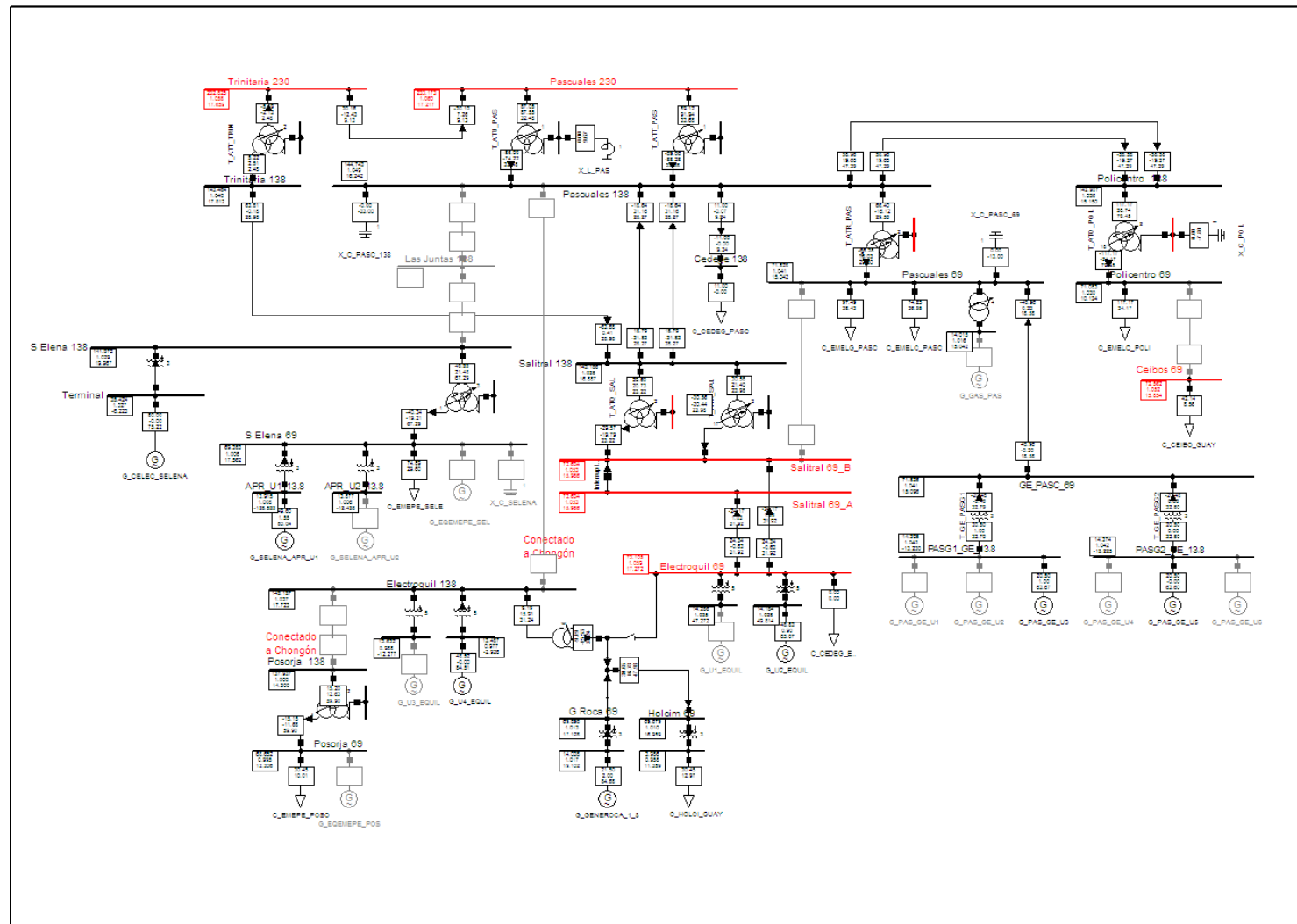


Figura No. 15: Zona Pascuales. Demanda Media. Hidrología Seca.



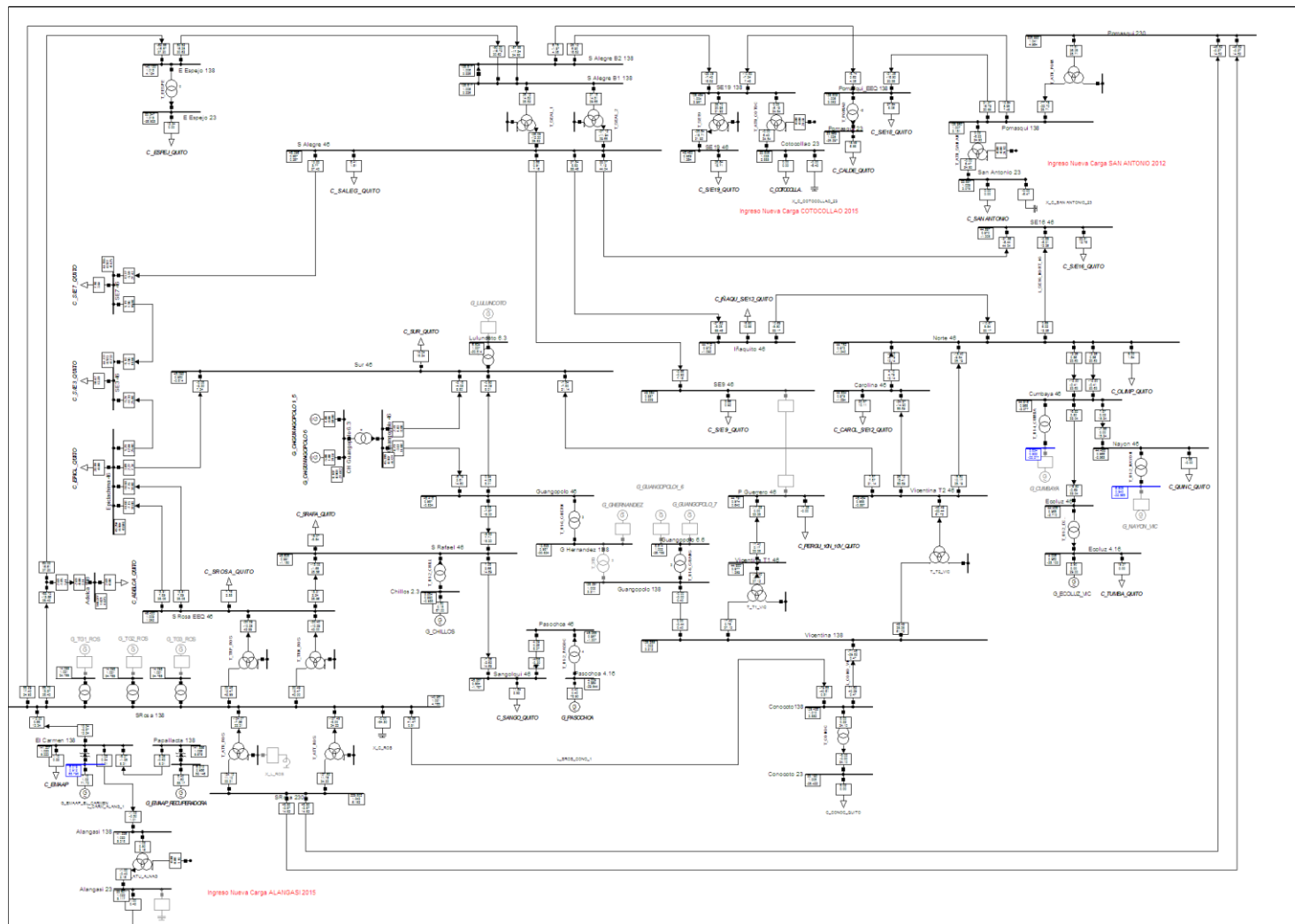


Figura No. 17: Zona Quito. Demanda Mínima. Hidrología Seca.

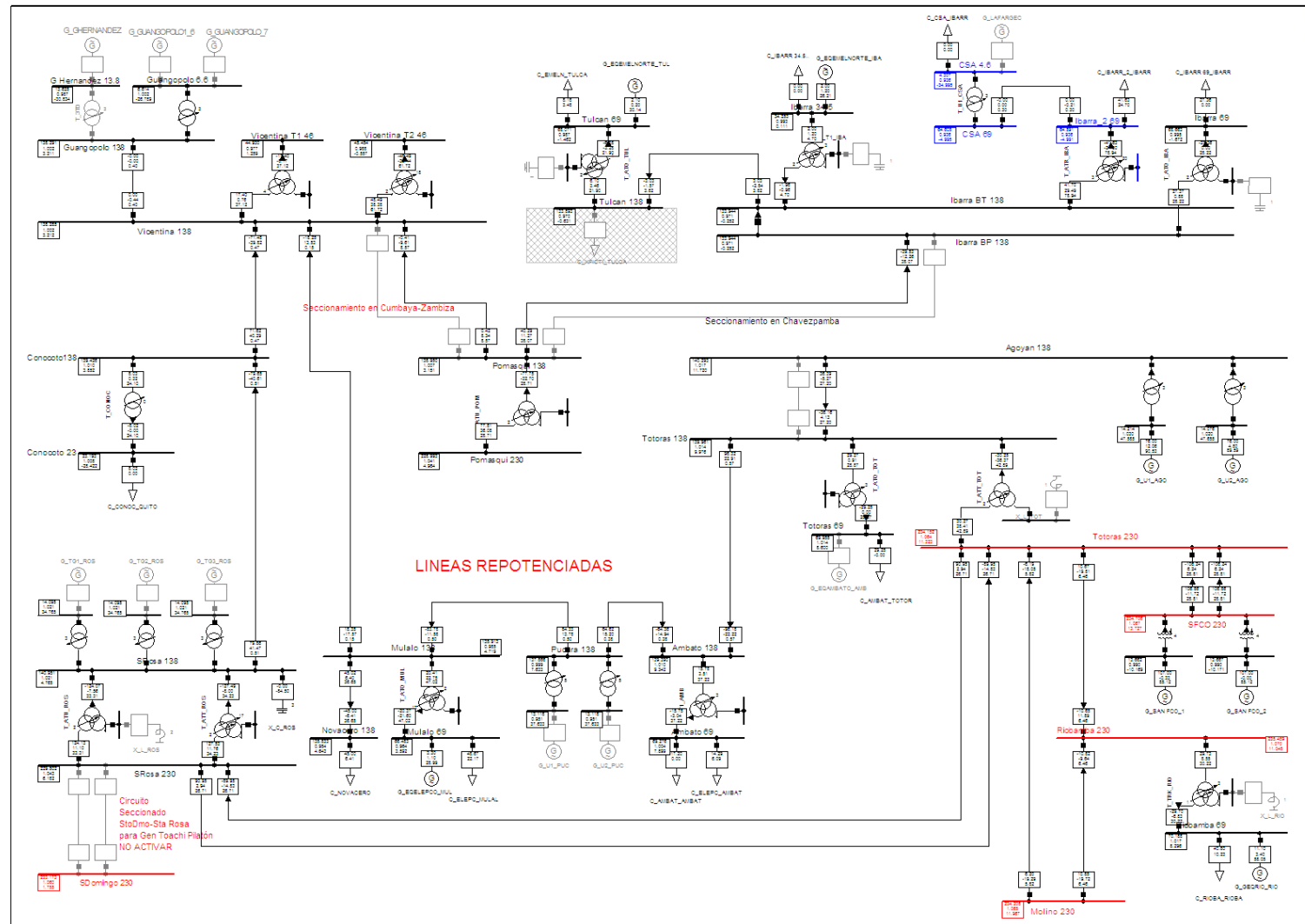


Figura No. 18: Zona Santa Rosa - Totoras. Demanda Mínima. Hidrología Seca.

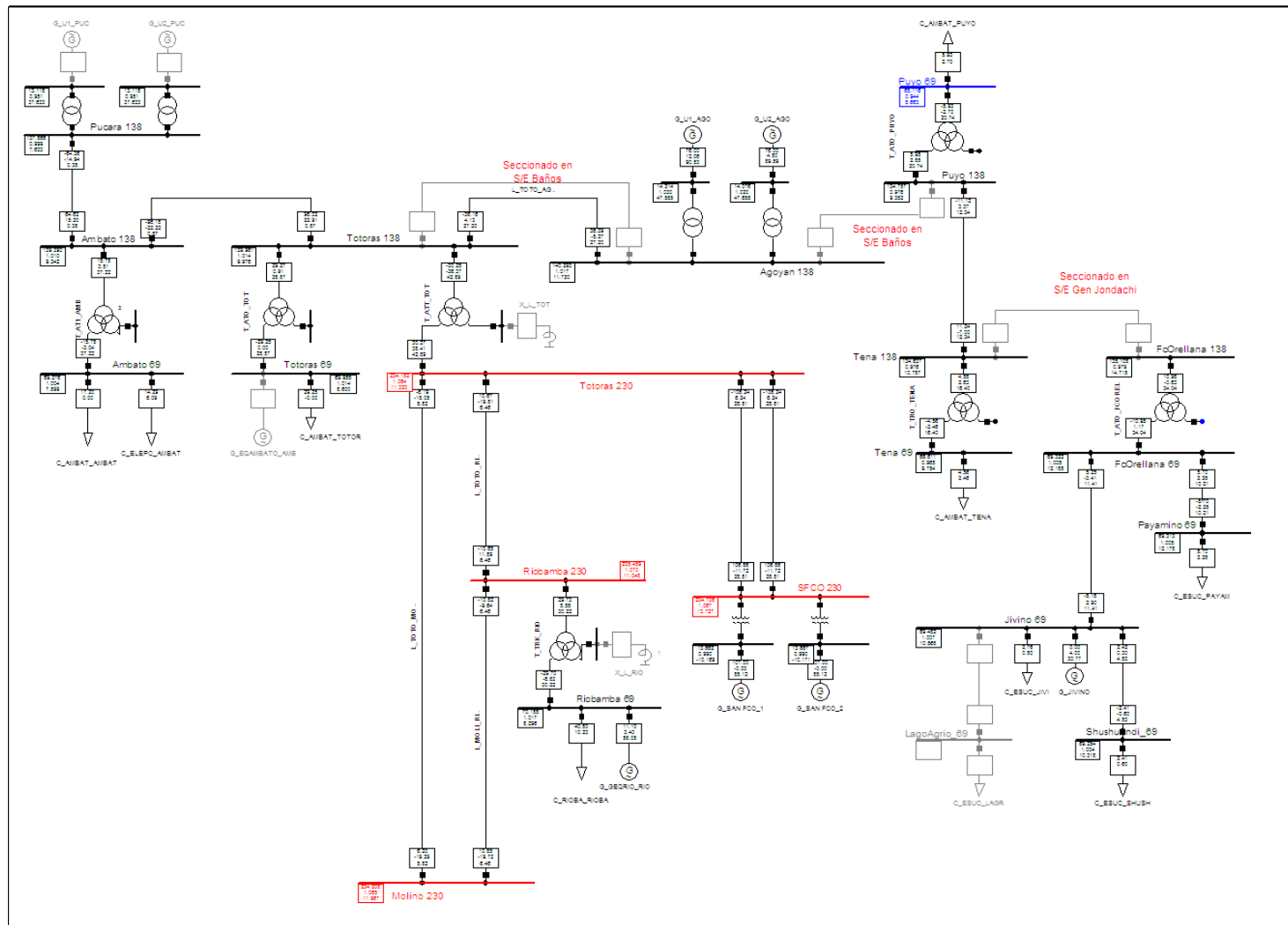


Figura No. 19: Zona San Francisco. Demanda Mínima. Hidrología Seca.

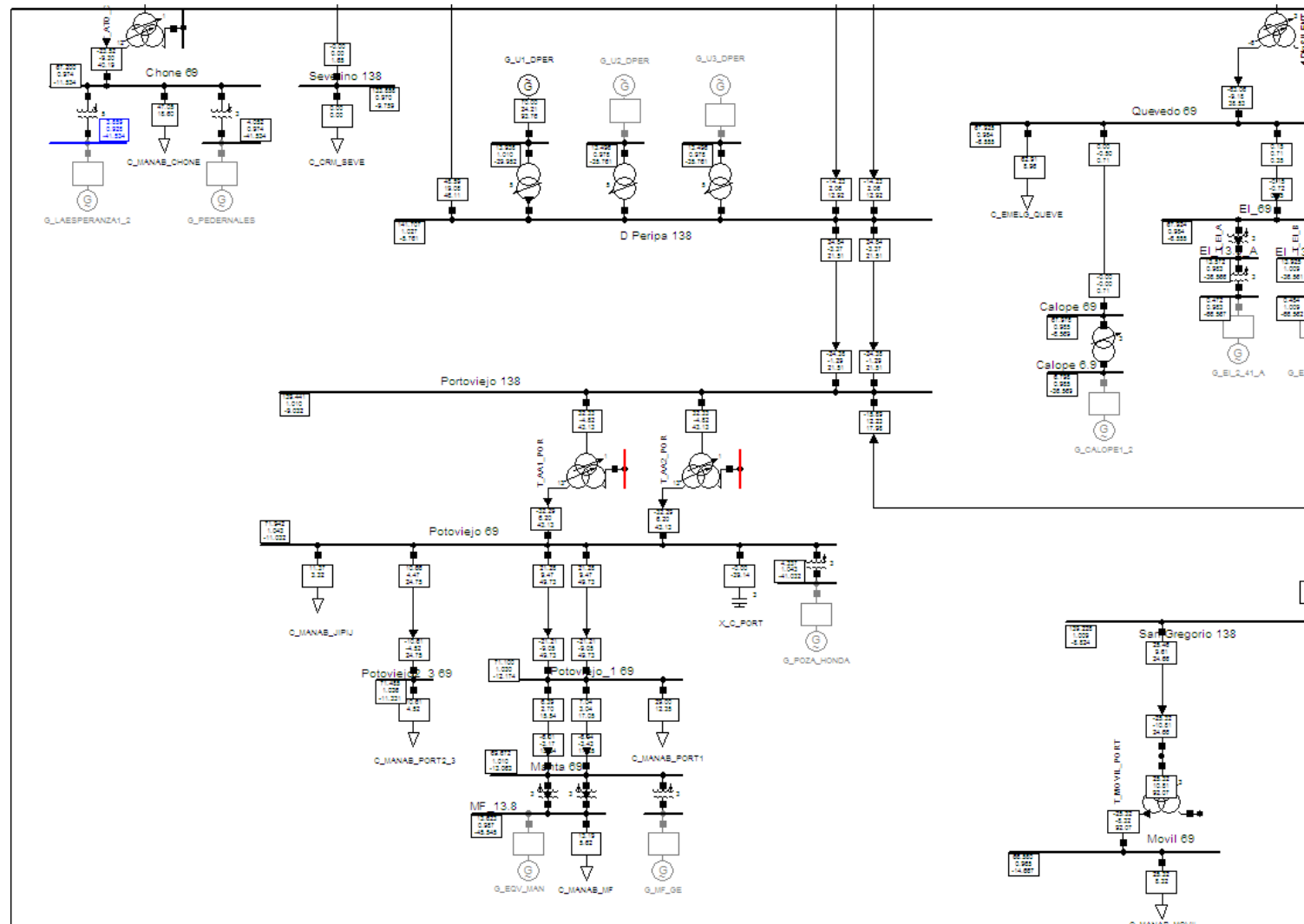


Figura No. 20: Zona Sto. Domingo - Quevedo. Demanda Mínima. Hidrología Seca.



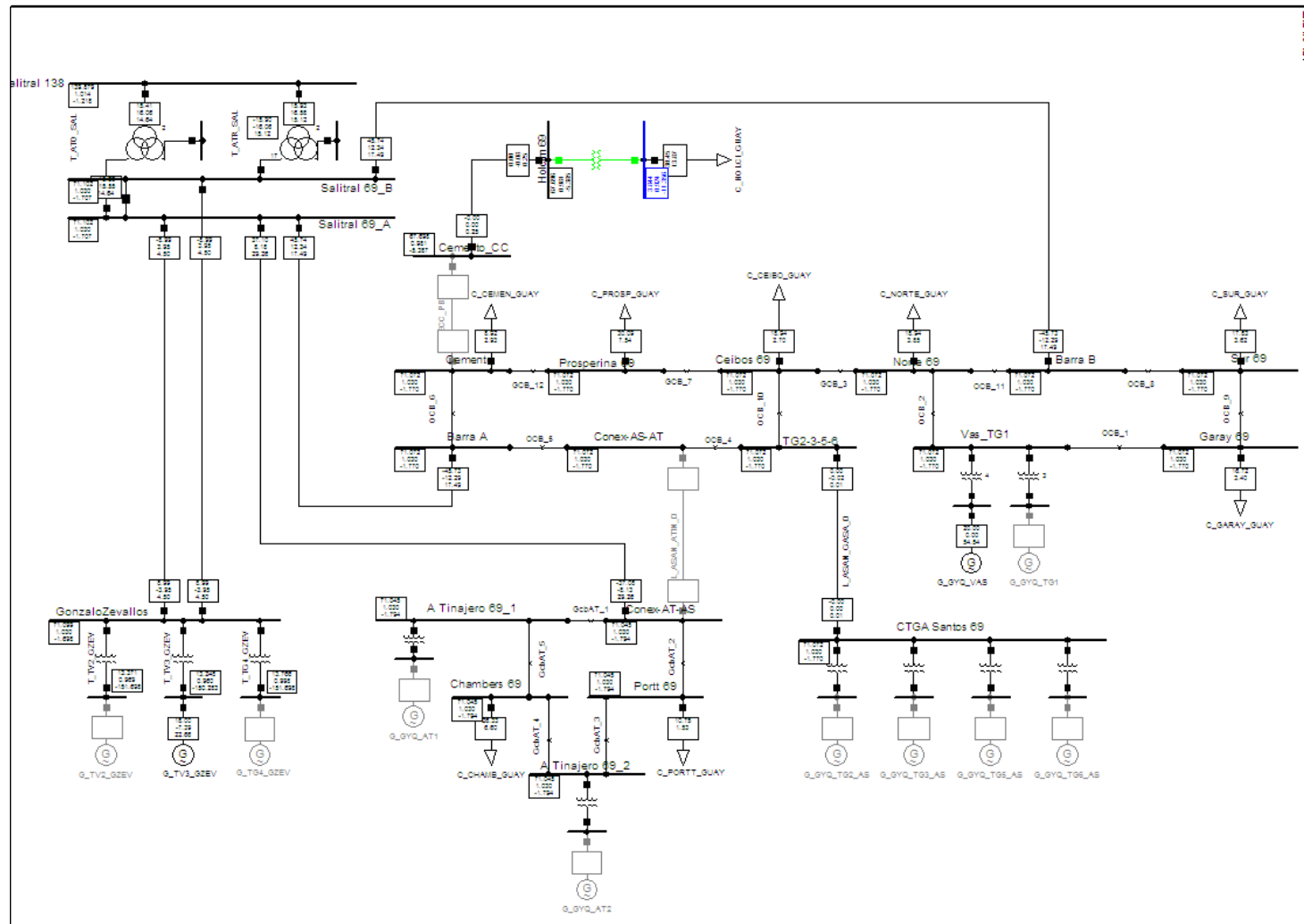


Figura No. 22: Zona Salitral. Demanda Mínima. Hidrología Seca.



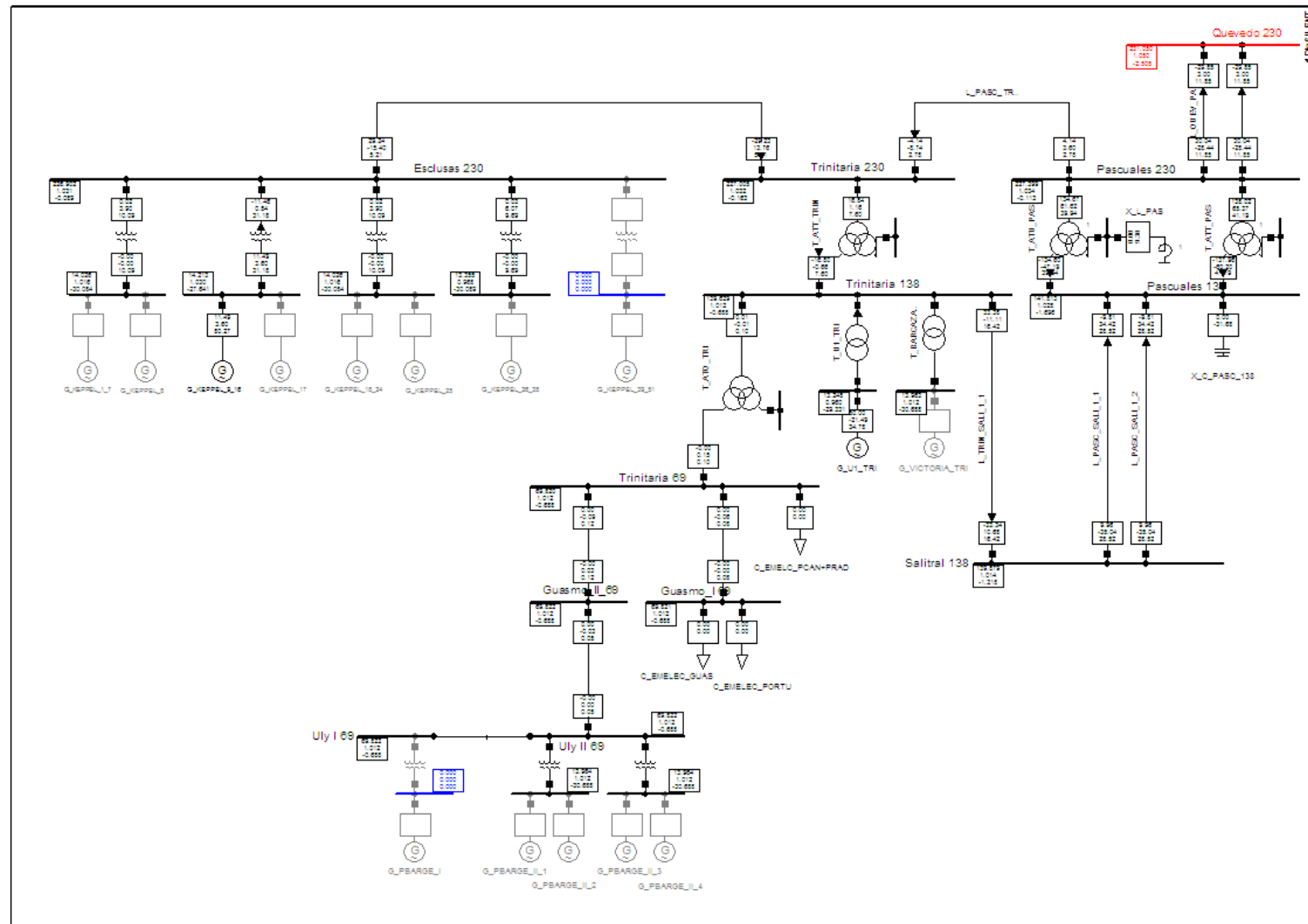


Figura No. 24: Zona Trinitaria. Demanda Mínima. Hidrología Seca.



ZONA QUITO		Demanda Mínima				Demanda Media					Demanda Máxima				
Centrales de Generacion instaladas	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
G_CHGUANGOPOLO 1_5	2	2	C_ESPEJ QUITO	12,34	0,00	2,00	1,33	C_ESPEJ QUITO	18,87	0,00	2,00	1,33	C_ESPEJ QUITO	29,96	0,00
G_CHGUANGOPOLO 6	11,52	5	C_ADELCA QUITO	2,69	0,00	11,52	3,25	C_ADELCA QUITO	4,40	0,00	11,52	3,25	C_ADELCA QUITO	6,99	4,69
G_CHILLOS	1,8	1,5	C_ALANGASI	1	0,43	1,80	1,20	C_ALANGASI	0,00	0,00	1,80	1,20	C_ALANGASI	0,00	0,00
G_CUMBAYA	10,08	0	C_CALDE QUITO	15,45	6,58	10,08	10,00	C_CALDE QUITO	27,99	9,20	10,08	10,00	C_CALDE QUITO	37,29	7,57
G_ECOLUZ_VIC	9	2,9	C_CAROL_S/E12 QUITO	20,87	10,11	9,00	2,90	C_CAROL_S/E12 QUITO	27,57	10,01	9,00	3,10	C_CAROL_S/E12 QUITO	43,78	8,89
G_EMAAP_EL_CARMEN	8	7,1	C_CONOC QUITO	8,02	0,00	8,00	7,10	C_CONOC QUITO	13,10	0,00	8,00	7,10	C_CONOC QUITO	20,80	2,96
G_EMAAP_RECUPERADORA	14,725	8,4	C_COTOCOLLAO	0	0,00	14,73	8,40	C_COTOCOLLAO	0,00	0,00	14,73	8,40	C_COTOCOLLAO	22,20	5,56
G_GHERNANDEZ	5,4	5,2	C_EMAAP	1,1	0,22	5,40	5,20	C_EMAAP	0,00	0,00	5,40	5,20	C_EMAAP	40,00	0,00
G_GUANGOPOLO1_6	5,2	5,07	C_EPICL QUITO	28,99	0,00	5,20	5,07	C_EPICL QUITO	33,07	0,00	5,20	5,07	C_EPICL QUITO	52,52	0,00
G_GUANGOPOLO_7	1,6	1,4	C_IÑAQU_S/E13 QUITO	16,93	13,58	1,60	1,40	C_IÑAQU_S/E13 QUITO	29,98	18,58	1,60	1,40	C_IÑAQU_S/E13 QUITO	47,61	15,65
G_LULUNCOTO	2,7	0	C_OLIMP QUITO	5	1,64	2,70	0,00	C_OLIMP QUITO	12,32	3,09	2,70	0,00	C_OLIMP QUITO	19,56	8,33
G_NAYON_VIC	14,85	0	C_PERGU_10N_10V_QUITO	17,35	0,00	14,85	8,90	C_PERGU_10N_10V_QUITO	32,49	0,00	14,85	7,50	C_PERGU_10N_10V_QUITO	40,00	5,70
G_PASOCHOA	2,24	2,2	C_QUINC QUITO	7,86	0,00	2,24	1,30	C_QUINC QUITO	13,89	0,00	2,24	1,30	C_QUINC QUITO	22,06	6,44
TOTAL:	89,115	40,77	C_S/E 3 QUITO	10,42	13,89	89,12	56,05	C_S/E 3 QUITO	16,82	17,64	89,12	54,85	C_S/E 3 QUITO	26,73	18,65
			C_S/E 7 QUITO	7,98	3,64			C_S/E 7 QUITO	12,05	4,37			C_S/E 7 QUITO	19,14	3,89
			C_S/E 9 QUITO	3,66	0,92			C_S/E 9 QUITO	3,35	0,68			C_S/E 9 QUITO	5,33	1,33
			C_S/E16 QUITO	22,51	12,76			C_S/E16 QUITO	30,82	14,04			C_S/E16 QUITO	48,94	-6,97
			C_S/E18 QUITO	27,64	8,06			C_S/E18 QUITO	54,35	13,62			C_S/E18 QUITO	86,32	17,53
			C_S/E19 QUITO	38,64	18,71			C_S/E19 QUITO	63,99	25,29			C_S/E19 QUITO	108,80	22,09
			C_SALEG QUITO	6,41	1,61			C_SALEG QUITO	7,70	1,56			C_SALEG QUITO	12,24	1,74
			C_SAN ANTONIO	0	0,00			C_SAN ANTONIO	0,00	0,00			C_SAN ANTONIO	20,08	5,03
			C_SANGO QUITO	11,64	2,92			C_SANGO QUITO	18,61	3,78			C_SANGO QUITO	29,55	0,00
			C_SRAFA QUITO	15,07	-8,54			C_SRAFA QUITO	24,63	-11,22			C_SRAFA QUITO	39,12	0,00
			C_SROSA QUITO	7,76	2,55			C_SROSA QUITO	26,15	6,55			C_SROSA QUITO	41,54	5,92
			C_SUR QUITO	14,04	18,24			C_SUR QUITO	22,96	23,42			C_SUR QUITO	36,46	14,41
			C_TUMBA QUITO	19,37	0,00			C_TUMBA QUITO	28,98	0,00			C_TUMBA QUITO	46,04	13,43
			TOTAL:	322,74	107,32				524,09	140,62				903,08	162,86

Tabla No. 4. Resultados de Flujo de Potencia y Demanda. Zona Quito.



ZONA SANTA ROSA-TOTORAS-SAN FRANCISCO

Centrales de Generacion instaladas	Demanda Minima					Demanda MEDIA					Demanda Máxima				
	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
G_EQAMBATO_AMB	7,79	0	C_AMBAT_AMBAT	17,20	0,00	7,79	0,00	C_AMBAT_AMBAT	24,17	4,91	7,79	0,50	C_AMBAT_AMBAT	35,31	7,17
G_EQELEPCO_MUL	9,60	3,3	C_AMBAT_PUYO	5,93	2,70	9,60	3,30	C_AMBAT_PUYO	9,41	2,36	9,60	3,30	C_AMBAT_PUYO	14,94	3,03
G_EQEMELNORTE_IBA	8,01	2	C_AMBAT_TENA	4,56	2,46	8,01	2,00	C_AMBAT_TENA	6,02	1,22	8,01	2,00	C_AMBAT_TENA	10,24	2,08
G_EQEMELNORTE_TUL	5,95	2,1	C_AMBAT_TOTOR	29,25	0,00	5,95	2,10	C_AMBAT_TOTOR	46,92	9,53	5,95	2,10	C_AMBAT_TOTOR	66,75	16,73
G_GEQRIO_RIO	18	11,1	C_CSA_IBARR	0,00	0,00	18,00	11,10	C_CSA_IBARR	0,00	0,00	18,00	13,10	C_CSA_IBARR	0,00	0,00
G_JIVINO	5,2	0	C_ELEPC_AMBAT	14,29	6,09	5,20	0,00	C_ELEPC_AMBAT	17,11	8,29	5,20	0,00	C_ELEPC_AMBAT	21,42	7,04
G_LAFARGE	2,64	0	C_ELEPC_MULAL	48,67	22,17	2,64	2,00	C_ELEPC_MULAL	62,85	30,44	2,64	0,00	C_ELEPC_MULAL	61,24	20,13
G_SAN_FCO_1	113,13	107	C_EMELN_TULCA	8,18	3,48	113,13	108,00	C_EMELN_TULCA	10,64	2,67	113,13	106,00	C_EMELN_TULCA	20,59	5,16
G_SAN_FCO_2	113,13	107	C_ESUC_JIVI	2,76	0,80	113,13	0,00	C_ESUC_JIVI	3,40	0,85	113,13	106,00	C_ESUC_JIVI	5,03	1,99
G_TG1_ROS	18	0	C_ESUC_LAGR	25,36	7,40	18,00	0,00	C_ESUC_LAGR	33,76	14,38	18,00	0,00	C_ESUC_LAGR	14,10	3,53
G_TG2_ROS	18	0	C_ESUC_PAYAM	5,70	2,25	18,00	0,00	C_ESUC_PAYAM	8,48	2,79	18,00	0,00	C_ESUC_PAYAM	12,81	3,74
G_TG3_ROS	18	0	C_ESUC_SHUSH	2,41	0,60	18,00	0,00	C_ESUC_SHUSH	2,60	0,65	18,00	0,00	C_ESUC_SHUSH	4,10	1,03
G_U1_AGO	79,90	76	C_IBARR 34.5 IBARR	0,00	0,00	79,90	72,00	C_IBARR 34.5 IBARR	0,00	0,00	79,90	72,00	C_IBARR 34.5 IBARR	12,41	2,52
G_U1_PUC	37,98	0	C_IBARR 69 IBARR	27,36	0,00	37,98	10,00	C_IBARR 69 IBARR	41,35	13,59	37,98	35,00	C_IBARR 69 IBARR	60,61	8,64
G_U2_AGO	79,90	76	C_IBARR 2 IBARR	41,63	24,70	79,90	0,00	C_IBARR 2 IBARR	38,93	22,06	79,90	72,00	C_IBARR 2 IBARR	35,18	13,90
G_U2_PUC	37,98	0	C_NOVACERO	45,00	6,41	37,98	10,00	C_NOVACERO	40,00	0,00	37,98	35,00	C_NOVACERO	9,65	0,00
			C_RIOBA_RIOBA	40,80	10,23			C_RIOBA_RIOBA	51,32	14,97			C_RIOBA_RIOBA	63,01	8,98
	573,21	384,50	C_SSAA_U1_AGO	0,22	0,00	573,21	220,50	C_SSAA_U1_AGO	0,22	0,00	573,21	447,00	C_SSAA_U1_AGO	0,22	0,00
			C_SSAA_U1_PUC	0,12	0,00			C_SSAA_U1_PUC	0,12	0,00			C_SSAA_U1_PUC	0,12	0,00
			C_SSAA_U2_AGO	0,22	0,00			C_SSAA_U2_AGO	0,22	0,00			C_SSAA_U2_AGO	0,22	0,00
			C_SSAA_U2_PUC	0,12	0,00			C_SSAA_U2_PUC	0,12	0,00			C_SSAA_U2_PUC	0,12	0,00
			C_XFICTI_TULCA	0,00	0,00			C_XFICTI_TULCA	0,00	0,00			C_XFICTI_TULCA	0,00	0,00
				319,78	89,31				397,63	128,70				448,07	105,67

Tabla No. 5. Resultados de Flujo de Potencia y Demanda. Zona Sta. Rosa – Totoras – San Francisco.



ONA SANTO DOMINGO QUEVEDO

Centrales de Generacion instaladas	Demanda Mínima					Demanda Media					Demanda Máxima				
	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
G_CALOPE1_2	9,57	0	C_CRM_SEVE	0,00	0,00	9,57	6,20	C_CRM_SEVE	0,00	0,00	9,57	6,00	C_CRM_SEVE	0,00	0,00
G_CELEC_QUEVEDO	1,70	1,6	C_EMELESA_ESMER	72,33	35,03	1,70	1,60	C_EMELESA_ESMER	82,18	20,60	1,70	0,00	C_EMELESA_ESMER	109,47	35,98
G_EI_2_12_C	1,60	0	C_EMELG_QUEVE	62,91	8,96	1,60	0,00	C_EMELG_QUEVE	89,90	22,53	1,60	1,53	C_EMELG_QUEVE	13,87	3,48
G_EI_2_24_B	1,60	0	C_EMELSAD_SDOMI	74,17	15,06	1,60	0,00	C_EMELSAD_SDOMI	101,56	29,62	1,60	1,60	C_EMELSAD_SDOMI	140,56	35,23
G_EI_2_41_A	1,60	0	C_MANAB_CHONE	47,05	18,60	1,60	0,00	C_MANAB_CHONE	54,51	15,90	1,60	1,60	C_MANAB_CHONE	75,01	18,80
G_EQV_ESM	3,92	0	C_MANAB_JIPIJ	11,37	3,32	3,92	2,00	C_MANAB_JIPIJ	17,16	3,49	3,92	2,00	C_MANAB_JIPIJ	22,63	5,67
G_EQV_MAN	31,50	4,5	C_MANAB_MF	13,19	5,62	31,50	12,50	C_MANAB_MF	19,91	5,81	31,50	12,50	C_MANAB_MF	26,27	7,66
G_G1_CTESM	132,50	65	C_MANAB_MOVIL	25,32	8,32	132,50	125,00	C_MANAB_MOVIL	25,32	8,32	132,50	125,00	C_MANAB_MOVIL	25,32	8,32
G_LAESPERANZA1_2	3,23	0	C_MANAB_PORT1	29,00	12,35	3,23	0,00	C_MANAB_PORT1	43,78	12,77	3,23	0,00	C_MANAB_PORT1	57,76	16,85
G_MF_GE	27,40	20	C_MANAB_PORT2_3	10,61	4,52	27,40	20,00	C_MANAB_PORT2_3	16,04	3,26	27,40	20,00	C_MANAB_PORT2_3	21,15	4,29
G_PEDERNALES	2,28	0	C_SSAA_CTESM	8,35	0,00	2,28	0,00	C_SSAA_CTESM	8,35	0,00	2,28	2,00	C_SSAA_CTESM	8,35	0,00
G_POZA_HONDA	1,57	0	C_SSAA_G1_DPER	0,12	0,00	1,57	0,00	C_SSAA_G1_DPER	0,12	0,00	1,57	0,00	C_SSAA_G1_DPER	0,12	0,00
G_U1_DPER	71,10	70	C_SSAA_G2_DPER	0,12	0,00	71,10	65,00	C_SSAA_G2_DPER	0,12	0,00	71,10	58,00	C_SSAA_G2_DPER	0,12	0,00
G_U2_DPER	71,10	0	C_SSAA_G3_DPER	0,12	0,00	71,10	65,00	C_SSAA_G3_DPER	0,12	0,00	71,10	58,00	C_SSAA_G3_DPER	0,12	0,00
G_U3_DPER	71,10	0				71,10	0,00				71,10	58,00			
				354,66	111,78	431,77	297,30		459,07	122,29	431,77	346,23		500,75	136,28

Tabla No. 6. Resultados de Flujo de Potencia y Demanda. Zona Sto. Domingo - Quevedo.



ZONA MOLINO-MILAGRO		Demanda Mínima					Demanda MEDIA					Demanda Máxima				
Centrales de Generacion instaladas	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	
G ABANICO	7,70	7,70	C AZOGU AZOGU	18,34	4,596435	7,70	7,70	C AZOGU AZOGU	21,35	5,350812	7,704	7,7	C AZOGU AZOGU	27,37	6,859565	
G ECOELECTRIC	32,65	10,00	C C.SUR CUEN	117,09	46,27693	32,65	10,00	C C.SUR CUEN	163,98	53,89762	32,6515	10	C C.SUR CUEN	246,3648	80,97621	
G ECUDOS	17,44	13,40	C C.SUR MACAS	6,23	1,817084	17,44	13,40	C C.SUR MACAS	7,88	2,590033	17,44	13,4	C C.SUR MACAS	11,63519	3,824304	
G EQEERSSA LOJ	17,00	2,40	C EERS LOJA	30,52	4,348863	17	6,40	C EERS LOJA	43,15	8,761977	17	8,8	C EERS LOJA	70,26	14,2669	
G EQELECAUSTRO_CUE	63,00	12,30	C EMELG DCE	55,72	11,31442	63	25,00	C EMELG DCE	60,27	15,10508	63	27,3	C EMELG DCE	74,06	18,56118	
G EQEMELORO_MAC	13,50	0,00	C EMELG MILA	12,77	4,197297	13,5	0,00	C EMELG MILA	0	0	13,5	0	C EMELG MILA	10,54	2,641572	
G INGSCA	16,00	8,00	C EMELO_MACH_1	48,85	12,24296	16	8,00	C EMELO_MACH_1	65,65	19,14792	16	8	C EMELO_MACH_1	49,5574	14,45424	
G SIBIMBE	8,12	5,90	C EMELO_MACH_2	73,28	14,88013	8,1225	5,90	C EMELO_MACH_2	98,48	24,6814	8,1225	5,9	C EMELO_MACH_2	133,9926	33,58168	
G U10_PAUTE	114,93	80,00	C EMELR_BABA	48,64	19,22376	114,93	80,00	C EMELR_BABA	75,44	27,38107	114,93	0	C EMELR_BABA	105,37	38,2442	
G U1 MAZAR	85,00	0,00	C MILAG MILAG	71,85	36,80985	85	85,00	C MILAG MILAG	92,73	33,6565	85	85	C MILAG MILAG	116,79	42,38911	
G U1 PAUTE	105,00	90,00	C SSAA MPP	0,8	0	105,003	80,00	C SSAA MPP	0,8	0	105,003	84,02	C SSAA MPP	0,8	0	
G U2 MAZAR	85,00	0,00	C SSAA PAU	0,8	0	85	85,00	C SSAA PAU	0,8	0	85	85	C SSAA PAU	0,8	0	
G U2 PAUTE	105,00	90,00				105,003	80,00				105,003	84,02				
G U3 PAUTE	105,00	90,00		484,89	155,71	105,00	80,00		630,53	190,57	105,00	84,02		847,54	255,80	
G U4 PAUTE	105,00	90,00				105,003	80,00				105,003	84,02				
G U5 PAUTE	105,00	90,00				105,003	80,00				105,003	84				
G U6 PAUTE	114,93	80,00				114,93	90,00				114,93	85				
G U7 PAUTE	114,93	80,00				114,93	90,00				114,93	85				
G U8 PAUTE	114,93	80,00				114,93	90,00				114,93	85				
G U9 PAUTE	114,93	80,00				114,93	90,00				114,93	85				
G UA_MPP	74,89	68,80				74,8935	68,80				74,8935	68,8				
G UB_MPP	74,90	67,60				74,9003	67,60				74,9003	67,6				
	1594,88	1046,10				1594,88	1222,80				1594,88	1147,58				

Tabla No. 7. Resultados de Flujo de Potencia y Demanda. Zona Molino - Milagro.



Tabla No. 8. Resultados de Flujo de Potencia y Demanda. Zona Salitral.



ZONA PASCUALES-TRINITARIA															
Centrales de Generacion instaladas	Demanda Minima					Demanda MEDIA					Demanda Máxima				
	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVAR]	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVAR]	Potencia Nominal [MW]	Potencia de Despacho [MW]	Subestaciones Asociadas a la Zona	Potencia Activa [MW]	Potencia reactiva [MVAR]
G CELEC SELENA	1,70	1,60	C CEDEG EQUI	0	0	1,70	1,600	C CEDEG EQUI	0,00	0,00	1,70	0,00	C CEDEG EQUI	0,00	0,00
G EQEMEPE_POS	8,64	0,00	C CEDEG_PASC	11	0	8,64	0,000	C CEDEG_PASC	11,00	0,00	8,64	0,00	C CEDEG_PASC	11,00	0,00
G EQEMEPE_SEL	12,28	0,00	C EMELC_PASC	58,62	17,09751	12,28	0,000	C EMELC_PASC	74,25	26,95	12,28	0,00	C EMELC_PASC	78,16	22,80
G GAS_PAS	104,50	0,00	C EMELC_PCAN+PRAD	0	0	104,50	0,000	C EMELC_PCAN+PRAD	0,00	0,00	104,50	0,00	C EMELC_PCAN+PRAD	73,64	10,49
G GENEROCA_1_8	4,34	4,30	C EMELC_POLI	67,46	16,90706	4,34	4,300	C EMELC_POLI	117,17	34,17	4,34	4,30	C EMELC_POLI	118,36	29,66
G KEPPEL_17	3,00	0,00	C EMELEC_GUAS	0	0	3,00	0,000	C EMELEC_GUAS	0,00	0,00	3,00	0,00	C EMELEC_GUAS	10,54	3,07
G KEPPEL_18_24	4,00	3,83	C EMELEC_PORTU	0	0	4,00	3,830	C EMELEC_PORTU	0,00	0,00	4,00	3,83	C EMELEC_PORTU	35,29	10,29
G KEPPEL_1_7	4,00	4,00	C EMELG_PASC	85,94	21,53858	4,00	4,000	C EMELG_PASC	97,49	28,43	4,00	4,00	C EMELG_PASC	12,48	3,64
G KEPPEL_25	6,00	0,00	C EMEPE_POSO	24,8	6,215463	6,00	0,000	C EMEPE_POSO	30,45	10,01	6,00	0,00	C EMEPE_POSO	36,34	9,11
G KEPPEL_26_38	4,00	4,00	C EMEPE_SELE	60,18	21,84242	4,00	4,000	C EMEPE_SELE	74,89	29,60	4,00	4,00	C EMEPE_SELE	96,46	28,13
G KEPPEL_39_51	4,00	0,00	C HOLCI_GUAY	30,45	13,87343	4,00	0,000	C HOLCI_GUAY	30,45	12,97	4,00	0,00	C HOLCI_GUAY	35,00	16,95
G KEPPEL_8	6,00	0,00	C SSAA_G_TRI	9,31	0	6,00	0,000	C SSAA_G_TRI	9,31	0,00	6,00	0,00	C SSAA_G_TRI	9,31	0,00
G KEPPEL_9_16	4,00	3,83	C SSAA_G_VICT	0,5	0	4,00	3,830	C SSAA_G_VICT	0,50	0,00	4,00	3,83	C SSAA_G_VICT	0,50	0,00
G PAS_GE_U1	27,40	20,50	C SSAA_U1 EQUI	2,22	0	27,40	20,500	C SSAA_U1 EQUI	2,22	0,00	27,40	20,50	C SSAA_U1 EQUI	2,22	0,00
G PAS_GE_U2	27,40	21,00	C SSAA_U2 EQUI	2,22	0	27,40	21,000	C SSAA_U2 EQUI	2,22	0,00	27,40	21,00	C SSAA_U2 EQUI	2,22	0,00
G PAS_GE_U3	27,40	20,50	C SSAA_U3 EQUI	2,22	0	27,40	20,500	C SSAA_U3 EQUI	2,22	0,00	27,40	20,50	C SSAA_U3 EQUI	2,22	0,00
G PAS_GE_U4	27,40	21,50	C SSAA_U4 EQUI	2,22	0	27,40	21,500	C SSAA_U4 EQUI	2,22	0,00	27,40	21,50	C SSAA_U4 EQUI	2,22	0,00
G PAS_GE_U5	27,40	20,50				27,40	20,500				27,40	20,50			
G PAS_GE_U6	27,40	20,00				27,40	20,000				27,40	20,00			
G PBARGE_I	30,00	0,00				30,00	0,000				30,00	0,00			
G PBARGE_II_1	12,25	0,00				12,25	0,000				12,25	0,00			
G PBARGE_II_2	12,25	0,00				12,25	0,000				12,25	0,00			
G PBARGE_II_3	12,25	0,00				12,25	0,000				12,25	0,00			
G PBARGE_II_4	12,25	0,00				12,25	0,000				12,25	0,00			
G SELENA_APR_U1	1,60	1,60				1,60	1,600				1,60	1,60			
G SELENA_APR_U2	1,60	1,53				1,60	1,530				1,60	1,53			
G U1_EQUIL	48,80	44,00				48,80	47,460				48,80	47,46			
G U1_TRI	133,03	50,00				133,03	133,000				133,03	133,00			
G U2_EQUIL	52,82	44,00				52,82	48,830				52,82	48,83			
G U3_EQUIL	48,80	44,00				48,80	47,570				48,80	47,57			
G U4_EQUIL	51,67	44,00				51,67	48,520				51,67	48,52			
G VICTORIA_TRI	127,80	0,00				127,80	0,000				127,80	0,00			
TOTAL:	875,97	374,69				875,97	474,07				875,97	472,47			

Tabla No. 9. Resultados de Flujo de Potencia y Demanda. Zona Pascuales - Trinitaria.

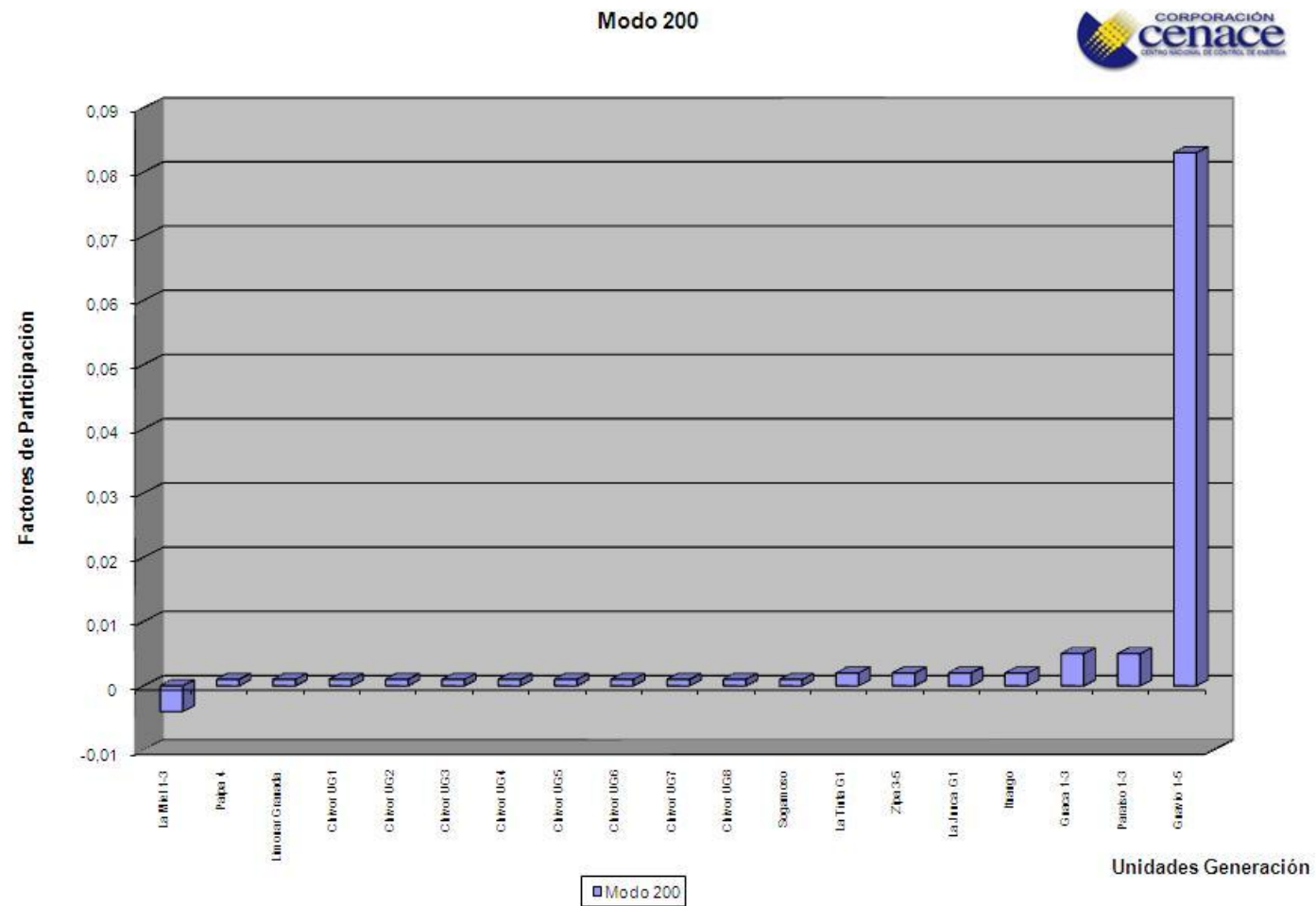


Figura No. 25: Modo torsional de oscilación. Unidad Guavio – Colombia.

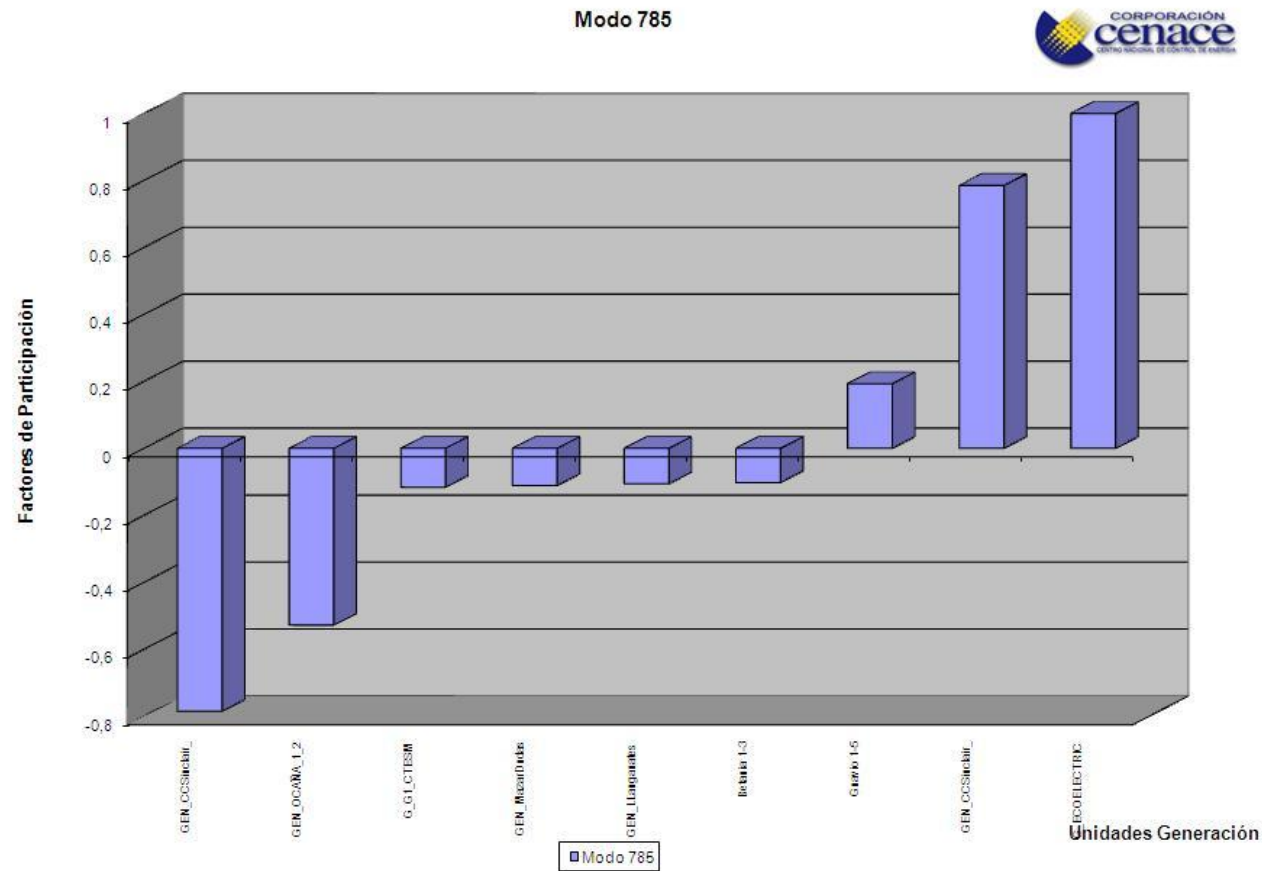


Figura No. 26: Modo local de oscilación. Modo 785.

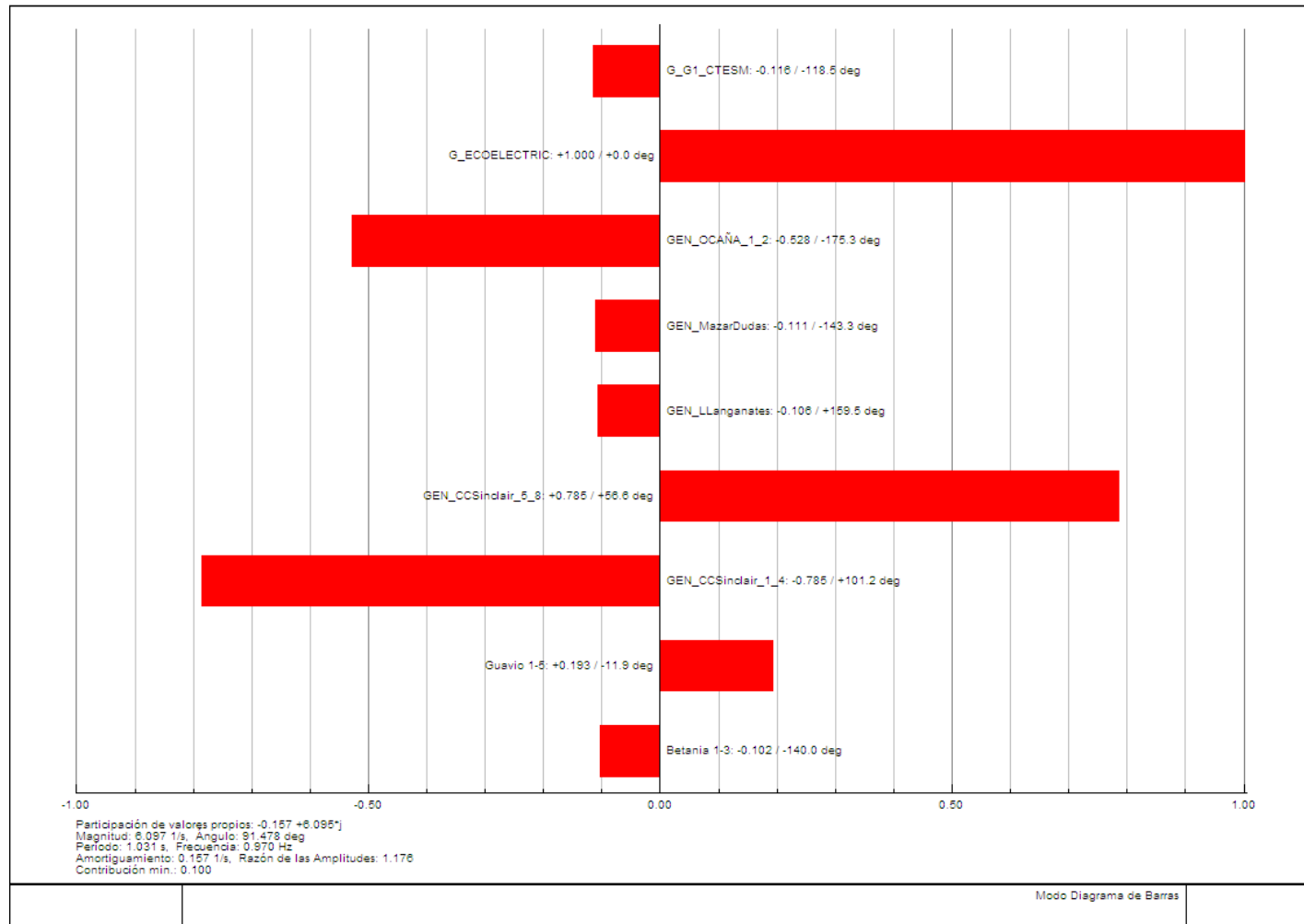


Figura No. 27: Modo local de oscilación. Modo 785.FormatoDigSilent Power Factory.

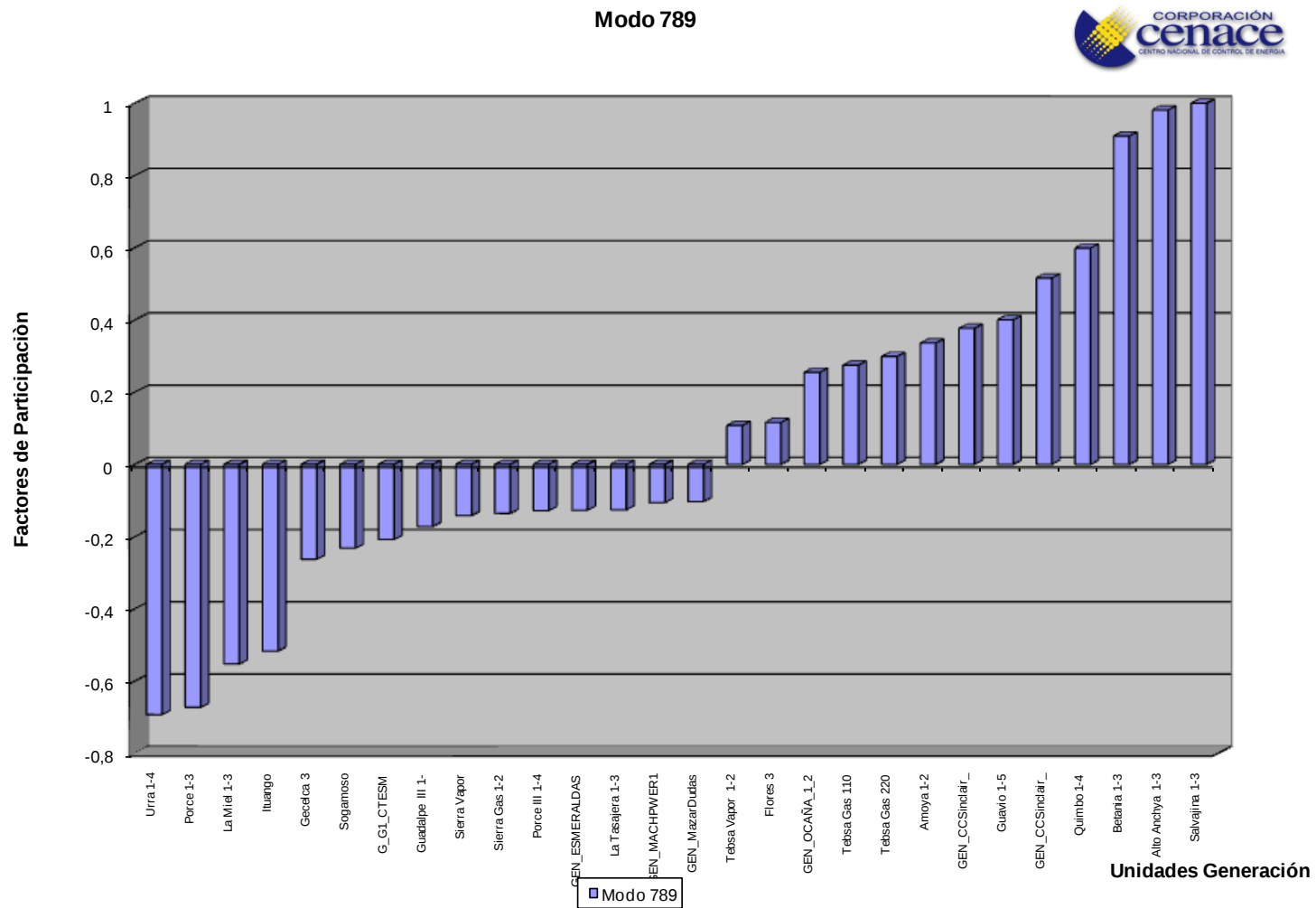


Figura No. 28: Modo local de oscilación. Modo 789.

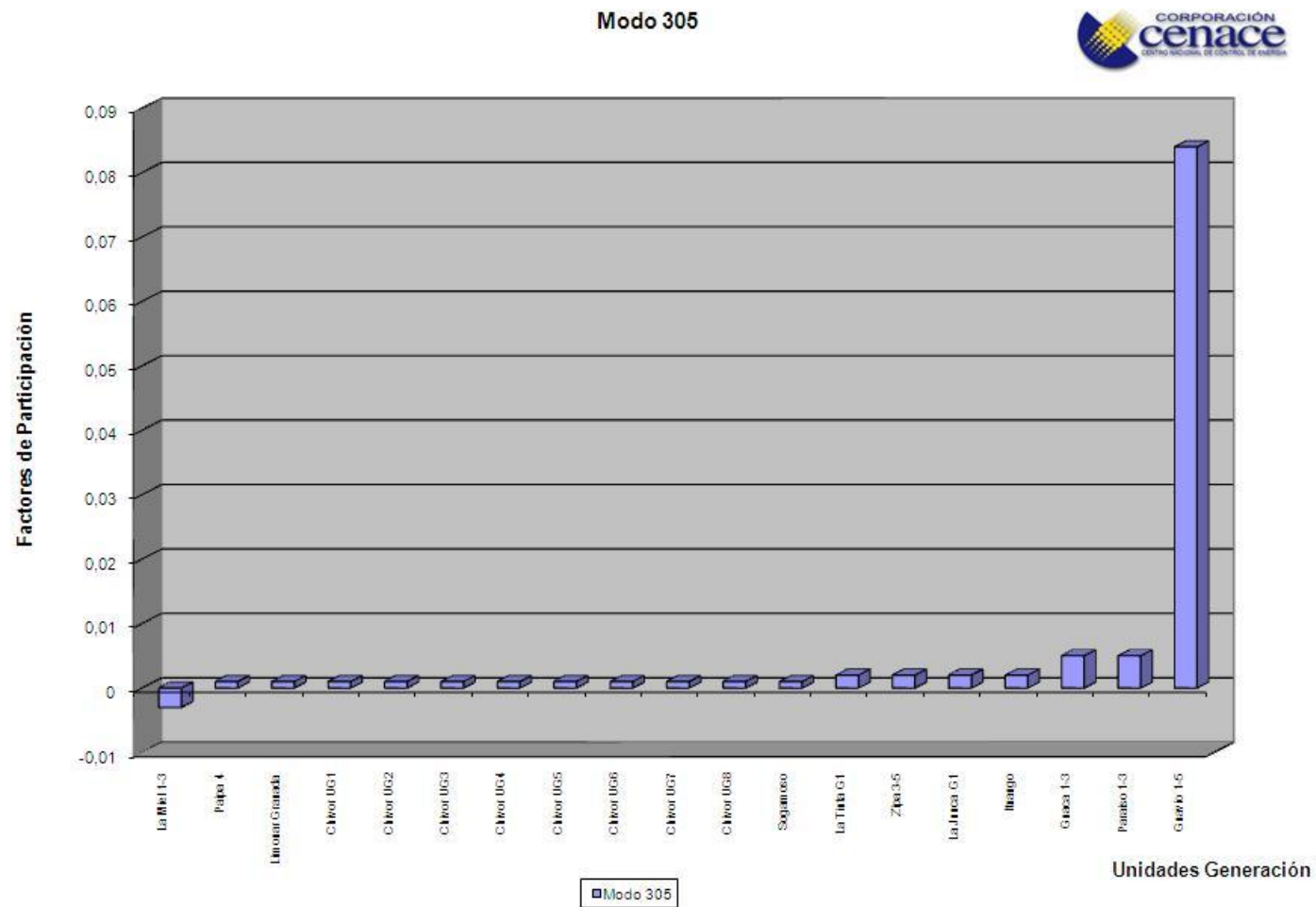


Figura No. 29: Modo de oscilación de control. Unidad Guavio – Colombia.

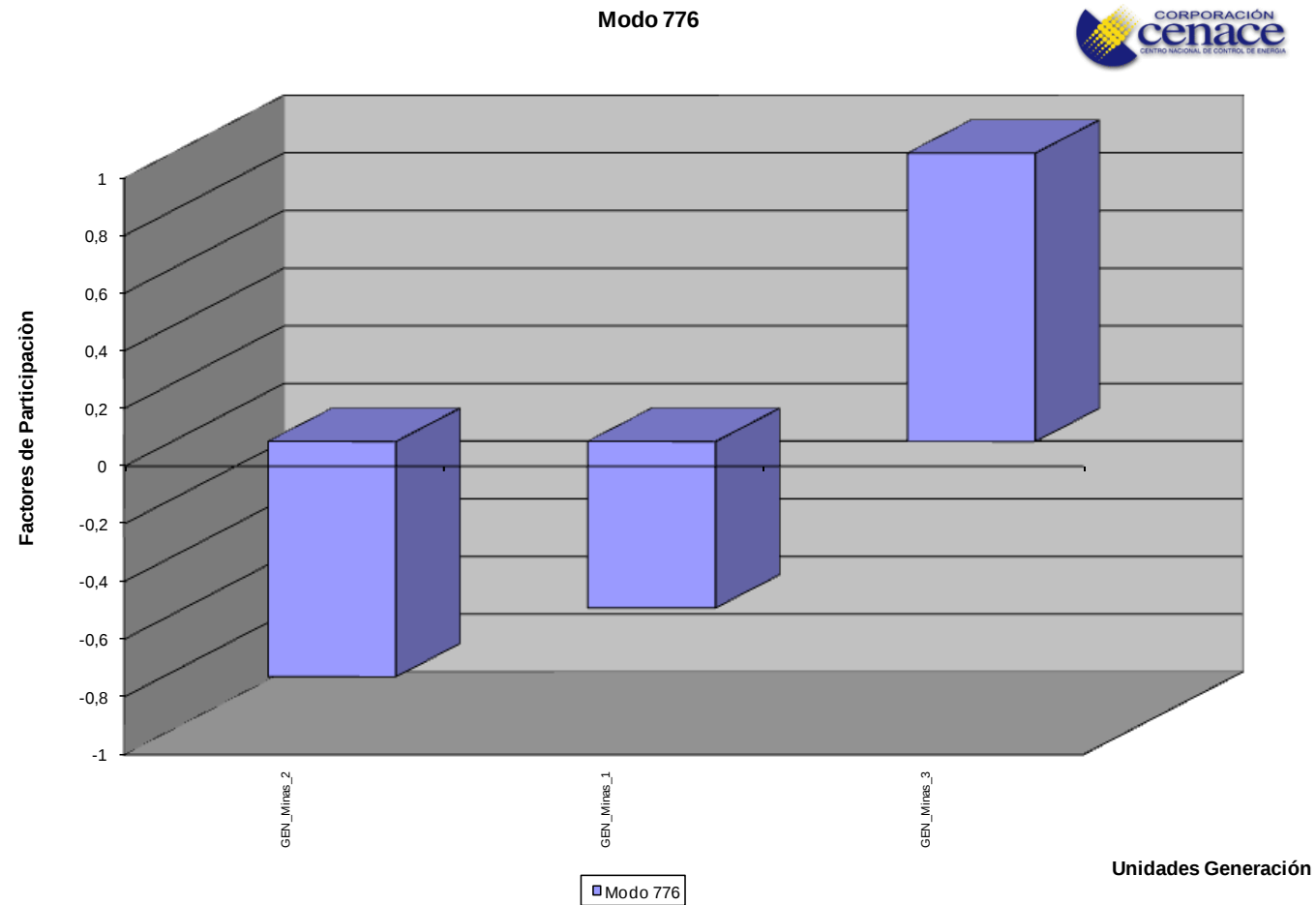


Figura No. 30: Modo local de oscilación. Modo 776.

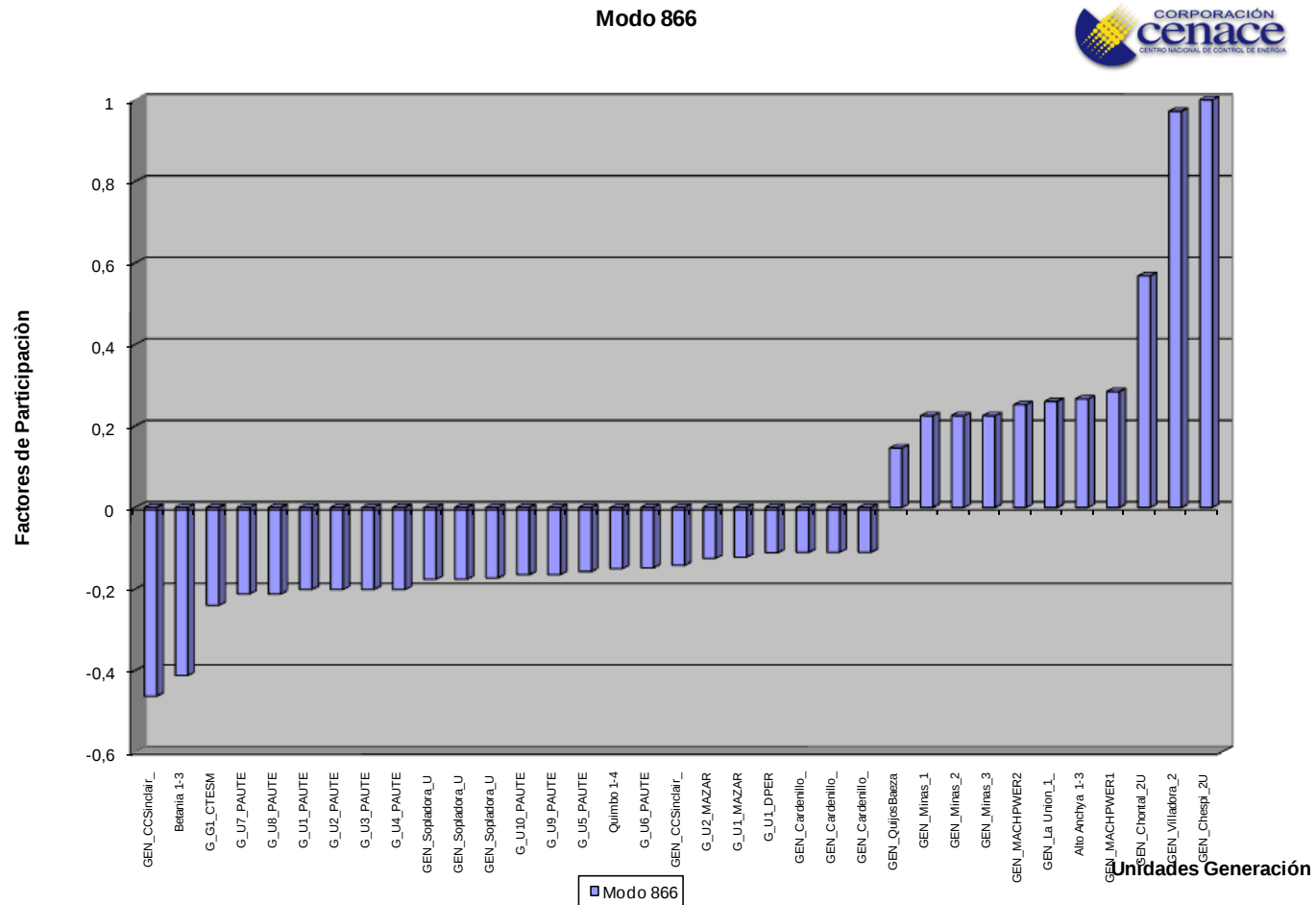


Figura No. 31: Modo local de oscilación. Modo 866.

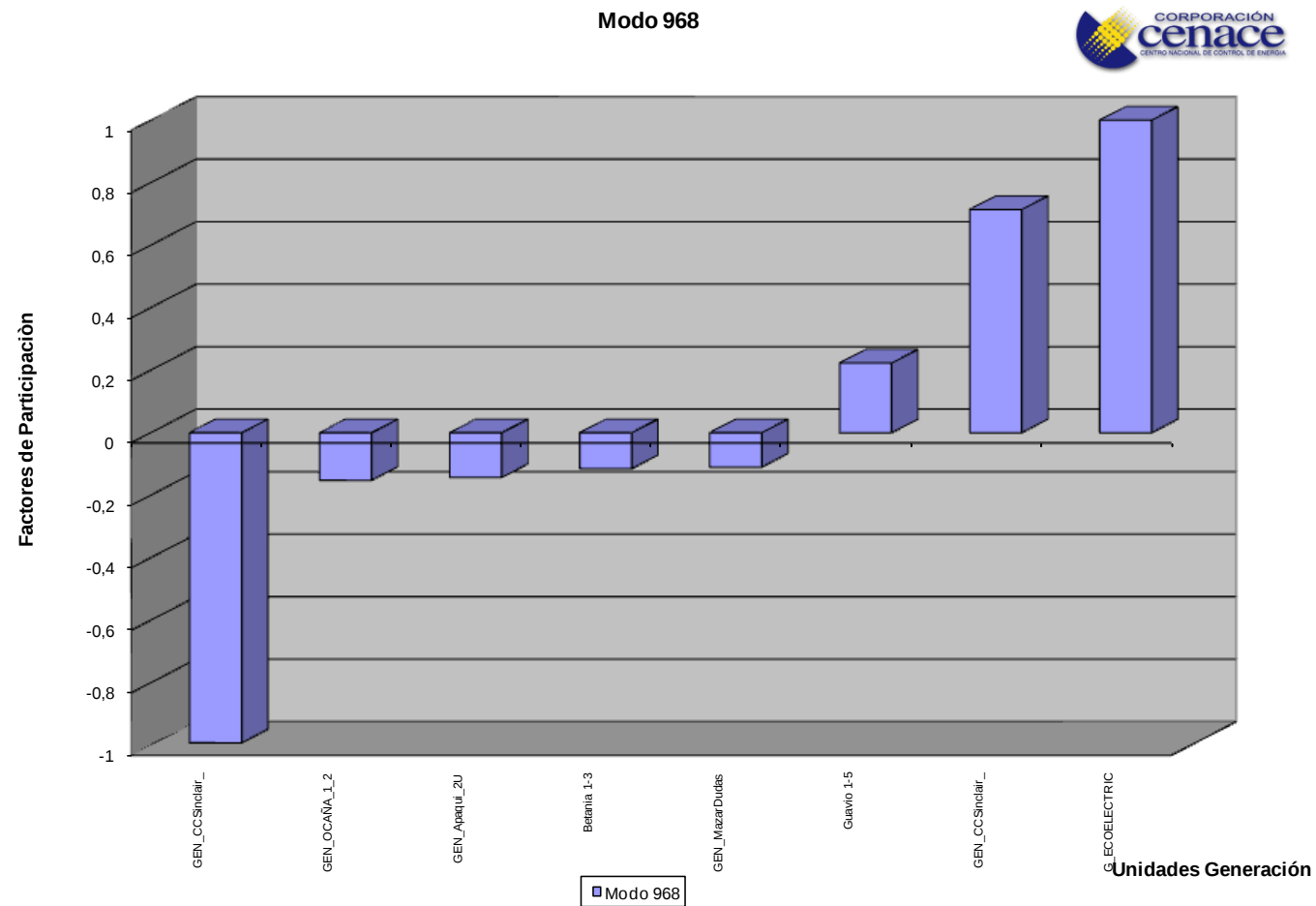


Figura No. 32: Modo local de oscilación. Modo 968.

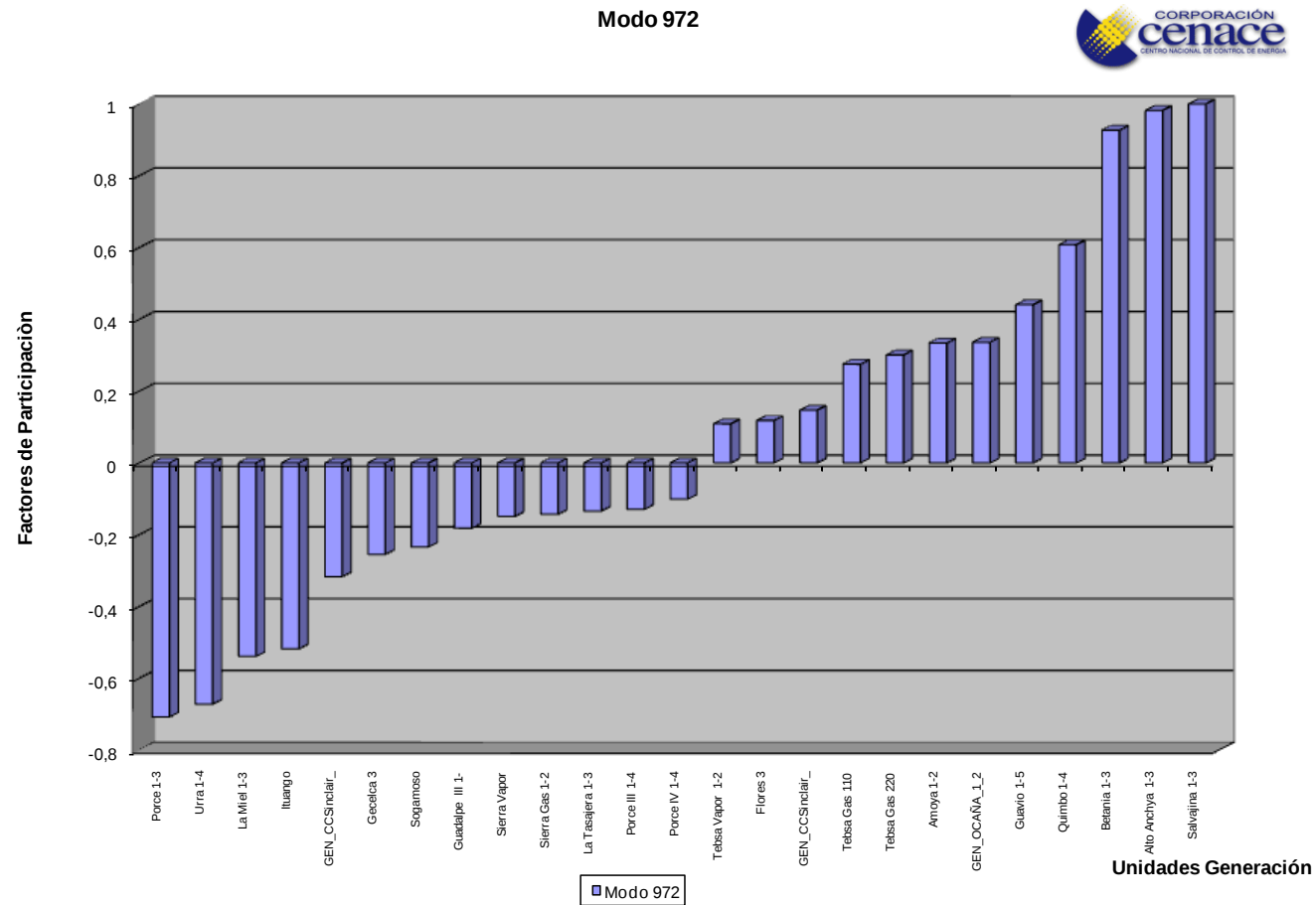


Figura No. 33: Modo local de oscilación. Modo 972.

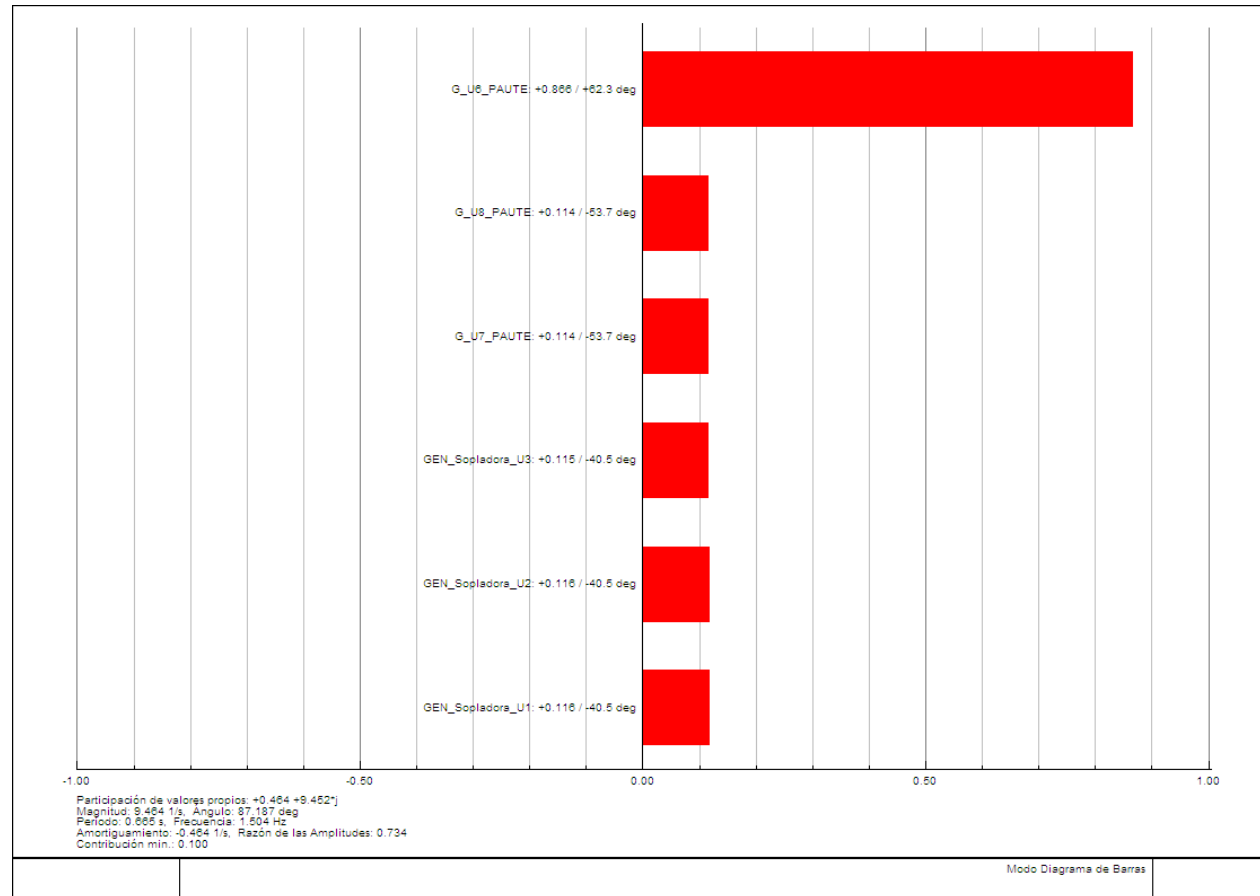


Figura No. 34: Modo local de oscilación. Modo 766.FormatoDigSilent Power Factory.

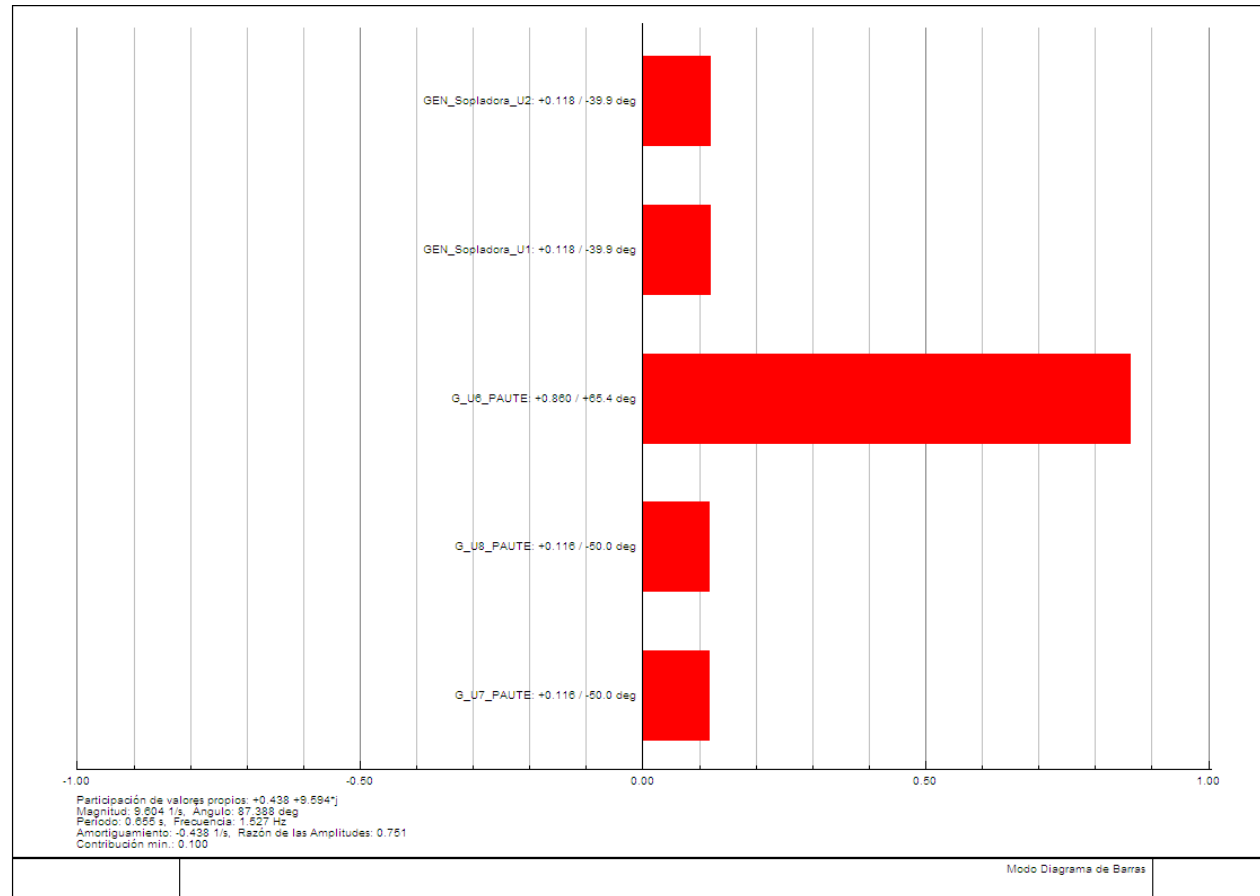


Figura No. 35: Modo local de oscilación. Modo 800.FormatoDigSilent Power Factory.

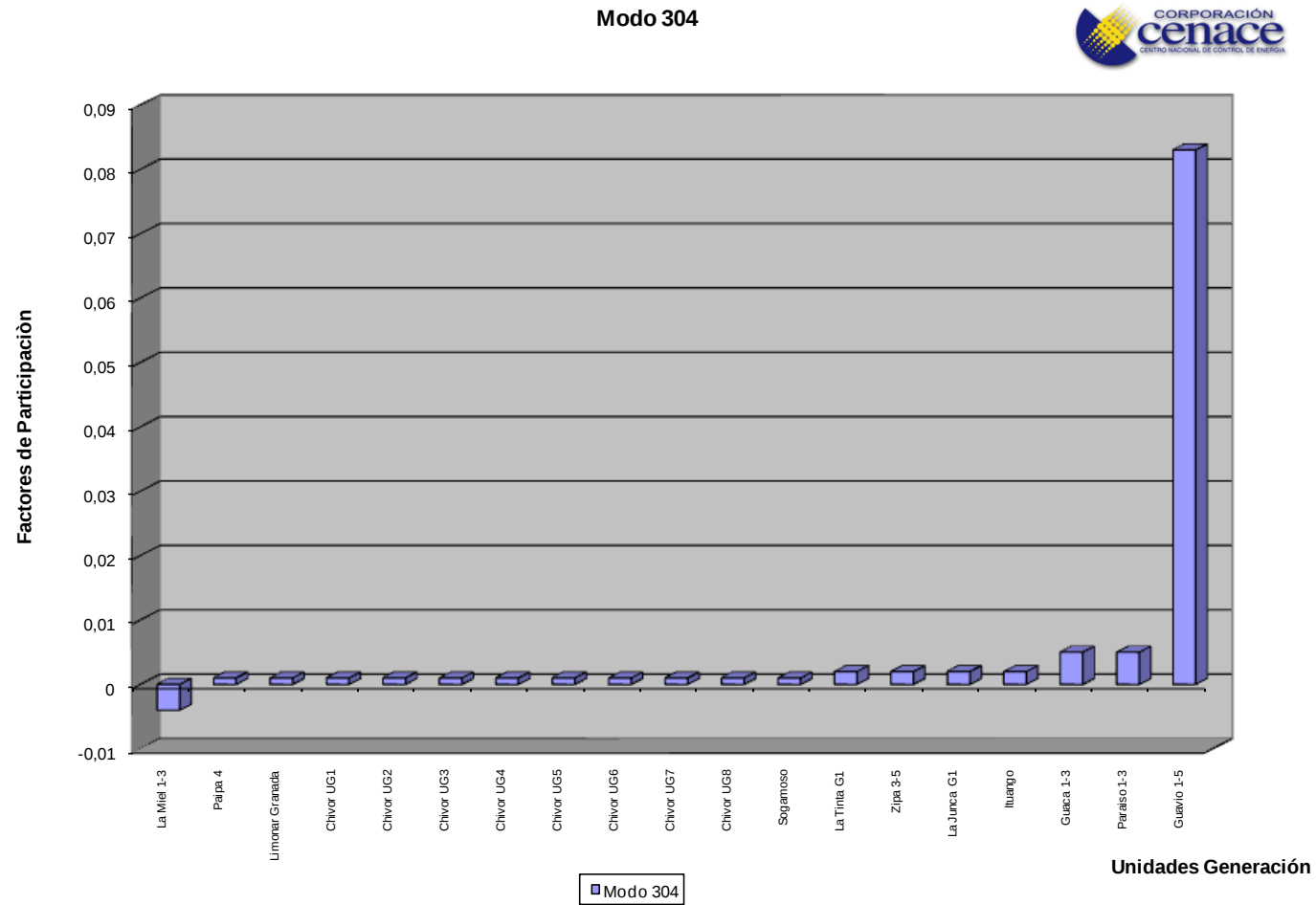


Figura No. 36: Modo local de oscilación. Modo 304.

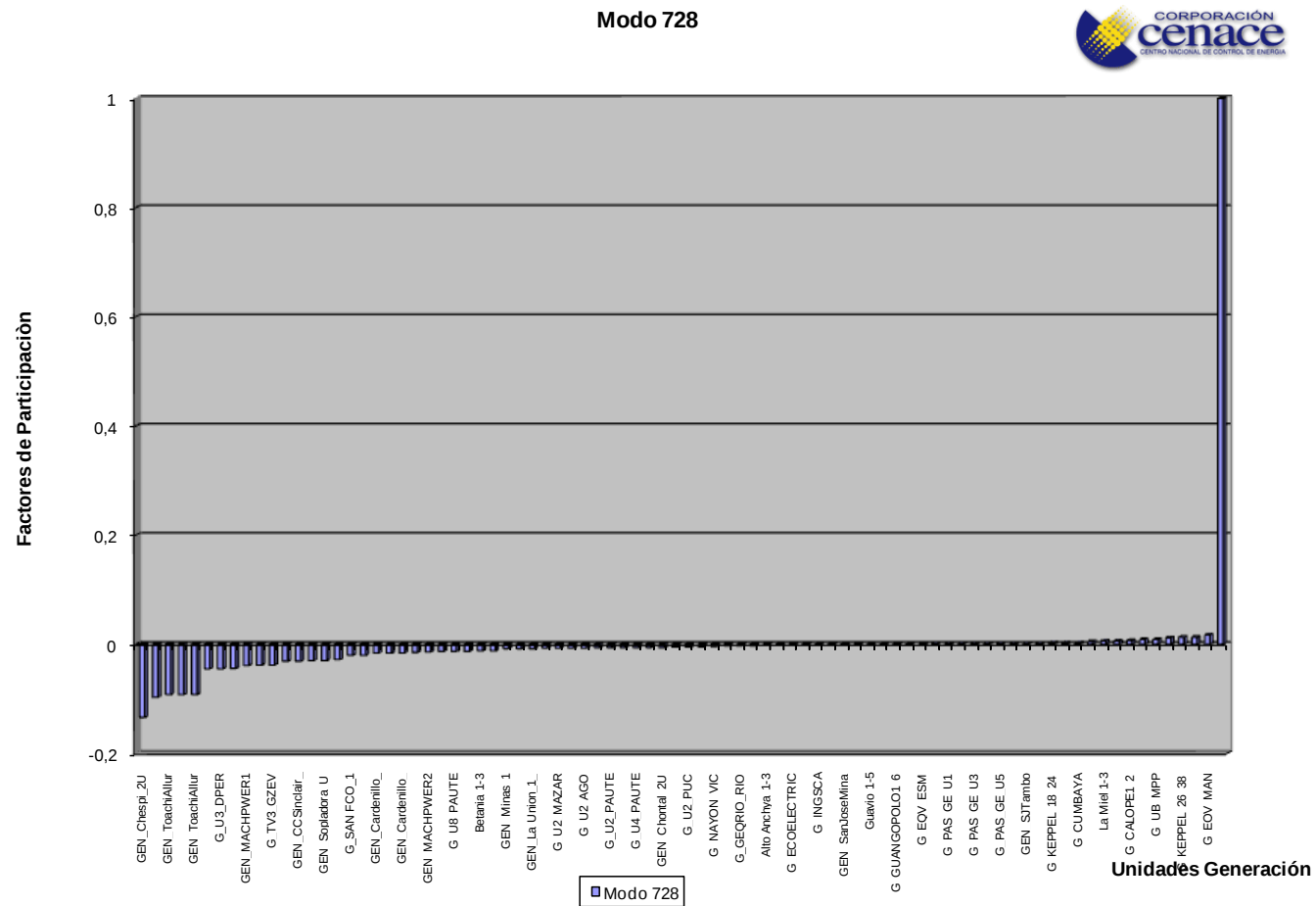


Figura No. 37: Modo local de oscilación. Modo 728.

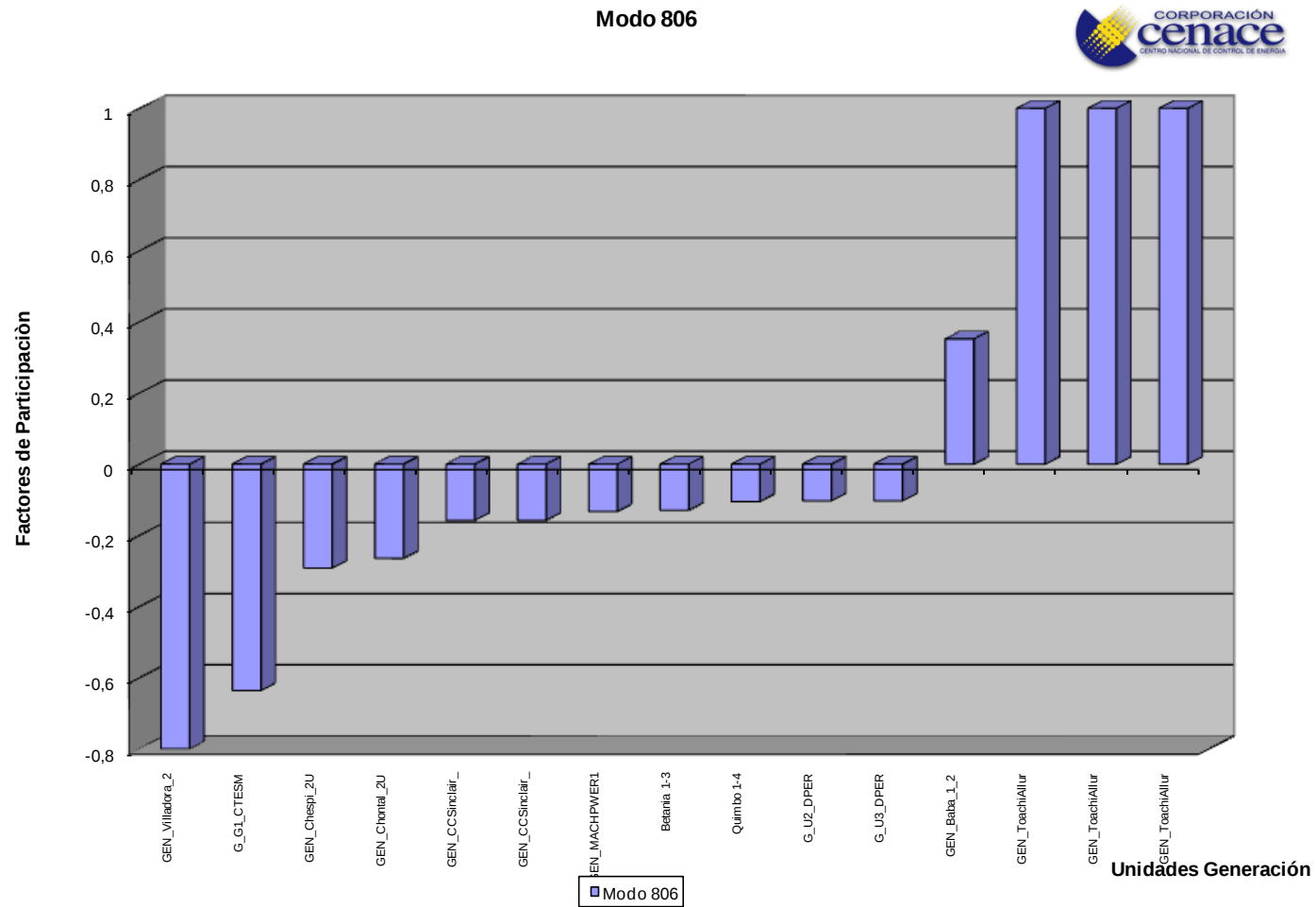


Figura No. 38: Modo local de oscilación. Modo 806.

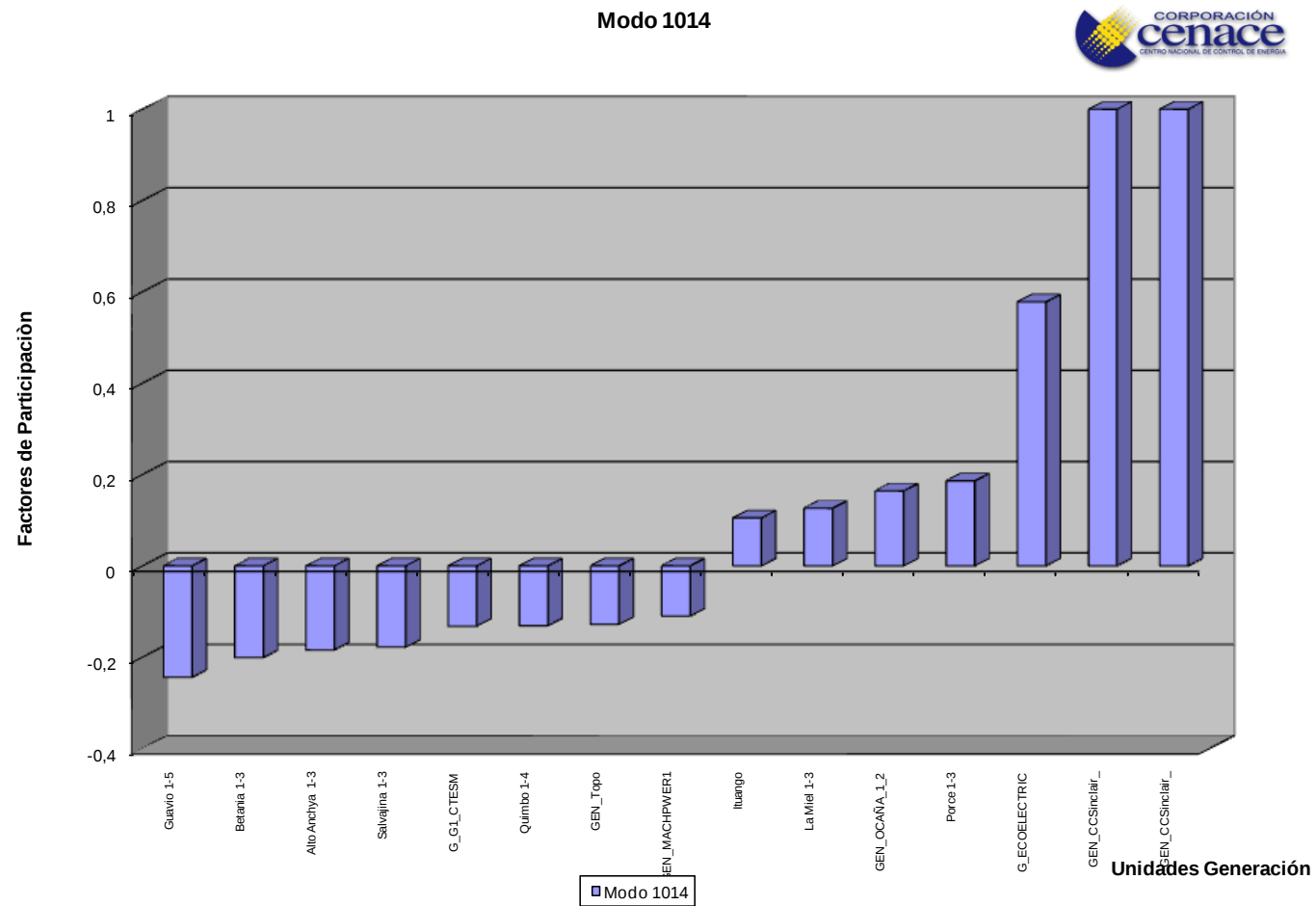


Figura No. 39: Modo local de oscilación. Modo 1014.

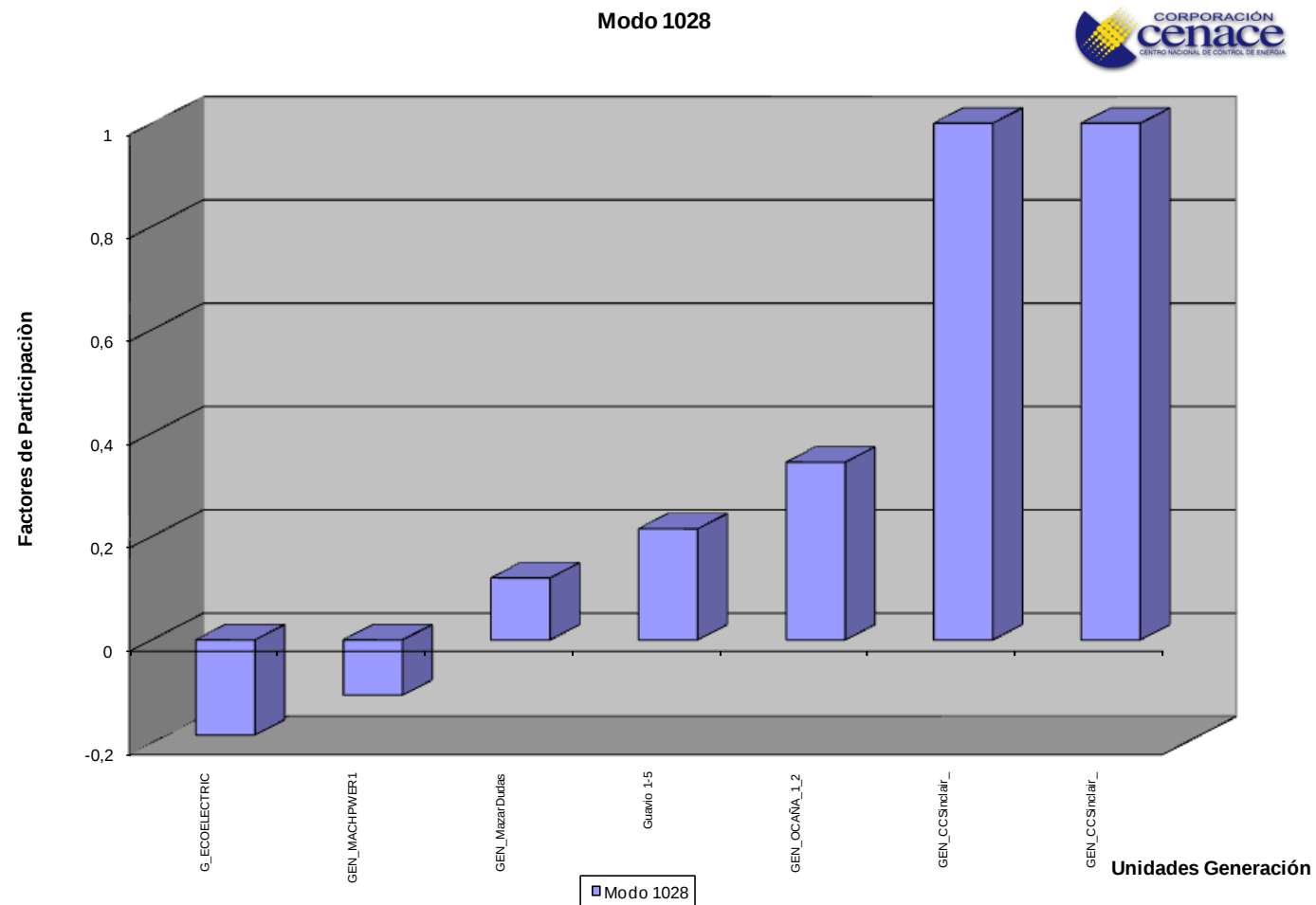


Figura No. 40: Modo local de oscilación. Modo 1028.

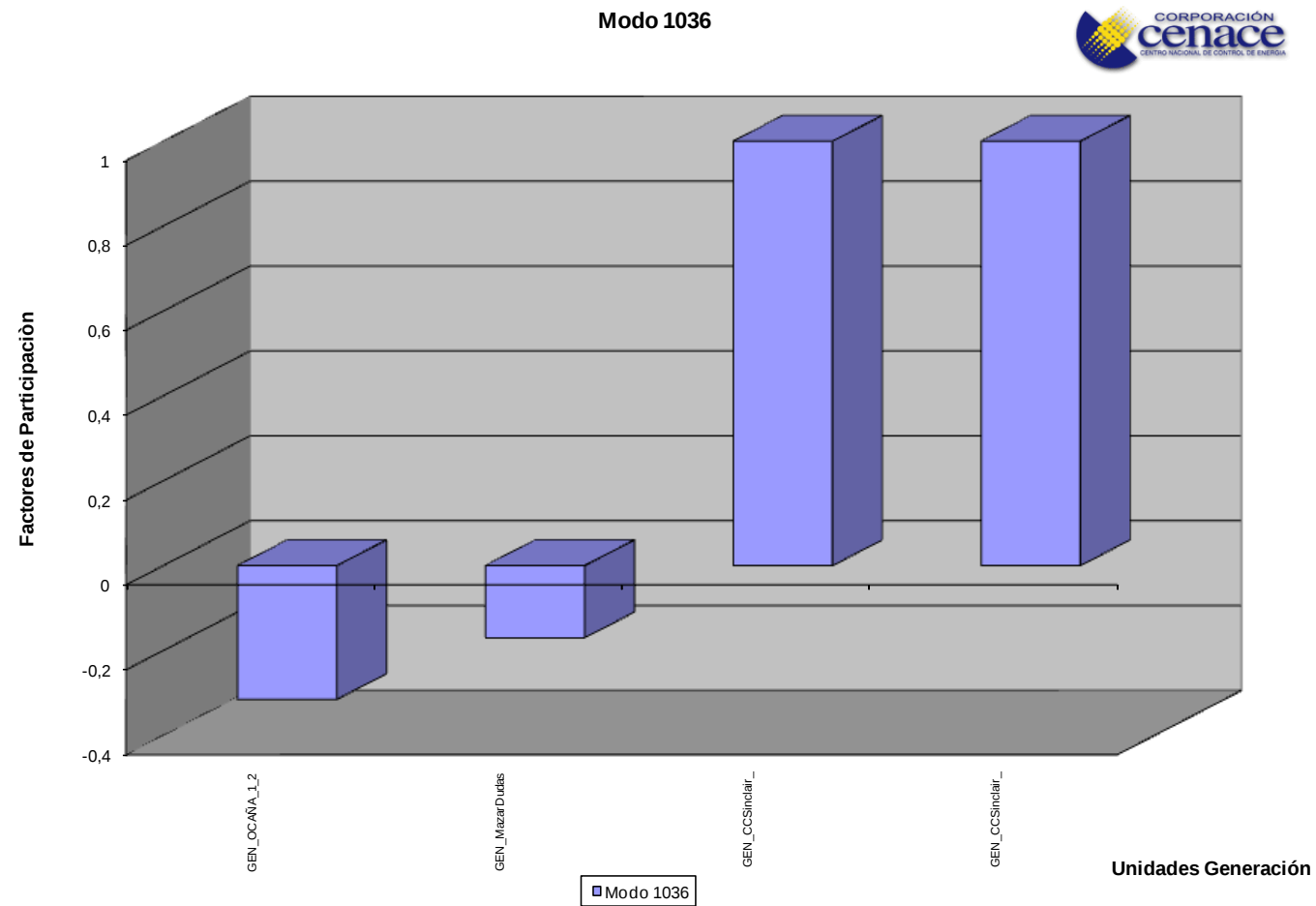


Figura No. 41: Modo local de oscilación. Modo 1036.