

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA APLICAR RACIONAMIENTO POR
REDUCCIÓN DE TENSIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
(SIN)**

JOSE LUIS CALDERÓN GUARÍN



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2008**

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA APLICAR RACIONAMIENTO POR
REDUCCIÓN DE TENSIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
(SIN)**

JOSE LUIS CALDERÓN GUARÍN

**TESIS DE GRADO EN LA MODALIDAD INVESTIGACIÓN PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA**

INGENIERO ELECTRICISTA PH D. GERARDO LATORRE BAYONA

INGENIERO ELECTRICISTA MSC. JAIRO SERRANO LUNA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2008**

**ESTE TRABAJO VA DEDICADO
A DIOS POR HABERME PERMITIDO LLEGAR AQUÍ
A MIS PADRES Y HERMANOS POR SU APOYO Y ESFUERZO DURANTE
ESTE LARGO RECORRIDO**

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

Dios por las bendiciones brindadas durante mi vida y por las muchas mas que van a seguir llegando a raíz del título que el me ha regalado.

A mis padres, hermanos y familiares por todo el cariño, apoyo y paciencia que siempre vana tener hacia mí.

A los profesores Gerardo Latorre y Gilberto Carrillo por la colaboración y orientación en este proyecto.

A los ingenieros Jairo Serrano Luna, Jair Vélez y Ricaute Presiga, por el tiempo, la colaboración y orientación que me brindaron desinteresadamente durante la realización de este proyecto.

A la escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones por su valioso aporte a mi vida personal y profesional.

A mis amigos los de BEERPOOL, por todos los buenos y malos momentos que se compartieron durante este recorrido, por hacer que la universidad fuera como mi segundo hogar y ustedes como dice George “los hermanos que nunca tuve”.

Mil gracias a todos.

**TÍTULO: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA APLICAR RACIONAMIENTO POR
REDUCCIÓN DE TENSIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)***

AUTOR: Jose Luis Calderón Guarín**

**PALABRAS CLAVES: Sistema de potencia, Racionamiento, Reducción de tensión,
Modelo de Carga, Operación, Demanda**

DESCRIPCIÓN

Este proyecto va dirigido a empresas encargadas de planear y operar los sistemas eléctricos de potencia. Con la realización de este trabajo se busca que la reducción de tensión sea una alternativa tenida en cuenta en el sistema interconectado nacional como opción de racionamiento la cual brinda continuidad del fluido eléctrico ante un déficit de potencia; ya que la energía eléctrica se ha convertido en una necesidad fundamental para el desarrollo de las regiones en las cuales se cuenta con este servicio.

Este trabajo, realizo una revisión bibliográfica e histórica de la implementación y los alcances que ha tenido la reducción de tensión en otros sistemas, brindando puntos de vista para implementar esta medida en el sistema colombiano; pero como indican los resultados preliminares y antecedentes encontrados, no todos los sistemas interconectados son iguales y obedecen a diferentes modelos de carga. Esto representa una gran dificultad para plantear una metodología a esta alternativa, no obstante, se revisaron los modelos existentes y se plantean soluciones a diferentes representaciones estandarizadas de la carga que se pueden encontrar en los sistemas, teniendo en cuenta el comportamiento de los principales elementos que la conforman y en general, ante variaciones notables en la tensión de alimentación y demás elementos involucrados en el proceso de generación, transmisión y distribución. Se decidió a trabajar con un área específica, debido a que el sistema es muy grande y los resultados no serian iguales para todo el sistema interconectado nacional.

Finalmente este proyecto brinda una metodología que busca desarrollar una herramienta de aplicación general que pueda ser utilizada por operadores ante situaciones de déficit de potencia y que permita tener resultados satisfactorios en los diferentes sistemas o subsistemas en la cual se implemente. Por los resultados obtenidos se puede decir que el ahorro de energía en el área Atlántico podría llegar ser del 4.3% durante un día. También cabe resaltar que se debe tener en cuenta otros modelos para este tipo de análisis, al menos para las diferentes clases de carga agrupada, como la comercial e industrial.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Fisicomecánicas. Ingeniería Eléctrica. Gerardo Latorre

TITLE: METHODOLOGICAL PROPOSAL TO APPLY VOLTAGE REDUCTION RATIONING TO THE NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM*

AUTOR: Jose Luis Calderón Guarín**

KEY WORDS: Power System, Rationing, Voltage reduction, Load model, Operation, Demand

ABSTRACT

This project is intended to companies which plan and operate electric power systems. As a result of this job, voltage reduction is expected to be considered an alternative for power rationing in the National Interconnected system, which brings flow continuity when in supply deficit; given the fundamental necessity that power energy has become in the regions which has this service.

With this job a bibliographic and historic review about the implementation and reaches of voltage reduction method has had in it application on other systems was made, bringing key points for its implementation in the Colombian system. But as shown in found preliminary results and previous applications, not all interconnected systems are the same and they obey to different load models. This presents a great difficulty to plan a methodology to this approach, however, existent models were reviewed and solutions to different load standardized representations which can be found in power systems are presented, having into account the behavior of the main conforming elements and generally, facing notable changes in feeding voltage and other elements involved in the generation, transmission and distribution processes. It was decided to work with an specific geographic area, because of the length of the system and the variability along the national interconnected system.

Finally this project brings a methodology that try to develop a tool of general application which can be used by system operators facing power deficit situations and that allow satisfactory results in the different system and substations to be implemented. By the obtained results the energy save in the Atlantic Colombian area could be of 4.3% for a day. Also is to note that other models can be taken into account for this analysis, specially for the different kinds of grouped loads, as the commercial or industrial ones.

* Graduation Project

** Physic mechanical Faculty. Electrical Engineering, Gerardo Latorre

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	3
2.1. OBJETIVOS	3
2.1.1. Objetivo General.....	3
2.1.2. Objetivos Específicos	3
2.2. PLANTEAMIENTO.....	3
2.3. JUSTIFICACIÓN	4
2.4. ALCANCE	4
3. DESCRIPCIÓN DE SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	5
3.1. RESEÑA HISTÓRICA	5
3.2. ESTRUCTURA FÍSICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.....	6
3.2.1. Generación	7
3.2.2. Sistema de transmisión nacional (STN).....	8
3.2.3. Distribución	9
3.2.3.1. Sistema de Transmisión Regional (STR).....	10
3.2.3.2. Sistema de Distribución Local (SDL).....	10
3.2.4. Usuarios y Demanda de Energía Eléctrica	10
3.2.5. Áreas y sub-áreas operativas.....	11
4. MODELOS DE LAS CARGAS EN EL SISTEMA DE POTENCIA	13
4.1. GENERALIDADES DE LOS MODELOS.....	13
4.1.1. CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS.....	15
4.2. MODELO MATEMÁTICO DE LA CARGA	19
4.2.1. MODELOS PARAMÉTRICOS.....	19
4.2.1.1. MODELOS ESTÁTICOS	19
4.2.1.2. MODELOS DINÁMICOS	22
4.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS AGREGADAS.....	24
5. ANTECEDENTES DE LA REDUCCIÓN DE TENSIÓN.....	26
5.1. REDUCCIÓN DE LA TENSIÓN COMO MEDIO PARA LA REDUCCIÓN DE LA CARGA EN DISTRIBUCIÓN	26
5.2. EFECTO DE LA REDUCCIÓN DE LA TENSIÓN EN LA CARGA EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.....	29
5.3. ESTUDIO COMPARADO DE LOS EFECTOS DE LA EMERGENCIA EN EL MEM EN LAS CRISIS DEL AÑO 1989 / 2001(ARGENTINA)].....	30
5.4. PLAN DE CONTINGENCIA PARA ADMINISTRAR LA CONDICIÓN DE DÉFICIT DE ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL ECUADOR [12].....	34
5.5. REGULACIÓN VIGENTE.....	37
6. ESTUDIOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL STN	40
6.1. CASO PARA LA DESCRIPCIÓN DEL MODELO	40
6.1.1. Descripción del Sistema de prueba.....	40
6.1.2. Resultados en el Sistema de prueba para posiciones neutrales y sin dependencia de la carga con la tensión.....	40

6.1.3.	Resultados en el Sistema de prueba para posiciones neutrales y con dependencia de la carga con la tensión	41
6.1.4.	Resultados en el Sistema de prueba presentando variaciones de los taps y con dependencia de la carga con la tensión	42
6.2.	FLUJO DE CARGA DEL SISTEMA COLOMBIANO EN CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN	44
6.3.	CASO DE ESTUDIO	48
6.3.1.	Condiciones del área de Atlántico	49
6.3.2.	Variación de la carga	51
6.3.3.	Variaciones en el tipo de carga	54
6.4.	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA AHORRADA.....	61
7.	MARCO SOBRE LA REDUCCIÓN DE TENSIÓN.....	63
7.1.	ASPECTOS GENERALES.....	63
7.2.	ESTADOS DEL SISTEMA DE POTENCIA	63
7.2.1.	Estado normal	64
7.2.2.	Estado alerta	64
7.2.3.	Estado emergencia.....	64
7.2.4.	Estado extremo	65
7.3.	OBJETIVOS DE UN RACIONAMIENTO POR REDUCCIÓN DE TENSIÓN.....	65
7.4.	PLAN DE RACIONAMIENTO	65
7.4.1.	Tareas del Proceso de Racionamiento	65
7.4.1.1.	Determinación del área involucrada.....	66
7.4.1.2.	Preparación de las plantas	66
7.4.1.3.	Preparación de la red	66
7.4.1.4.	Supervisión y control	66
7.4.2.	Metodología	66
7.5.	PLAN PARA LA APLICACIÓN DEL RACIONAMIENTO POR REDUCCIÓN DE TENSIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.....	69
7.5.1.	Roles y Responsabilidades Específicos	69
7.5.2.	Reportes y Comunicación	71
8.	CONCLUSIONES	73
9.	RECOMENDACIONES.....	75
10.	BIBLIOGRAFÍA.....	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 Sistema de transmisión nacional [15].....	7
Figura 3.2 Característica de la demanda diaria del SIN [19].....	11
Figura 3.3 Áreas del SIN [19].....	12
Figura 4.1 Configuración del sistema de potencia.....	14
Figura 4.2 Agregación de cargas s una barra.....	14
Figura 4.3 Clasificación de la carga agregada [3].	15
Figura 4.4 Características de las lámparas de descarga u otras cargas discontinuas como una función del voltaje [5].	17
Figura 4.5 Respuesta dinámica de la carga [7].	22
Figura 4.6 Circuito equivalente del motor de inducción [3].....	24
Figura 5.1 . Efecto de la variación de tensión en diferentes tipos de demanda [11].....	32
Figura 5.2 Estación transformadora donde se maniobra la reducción de tensión [11].....	32
Figura 5.3 Efecto de reducción de tensión aguas debajo de cada E.T [11].	33
Figura 5.4 Efecto de la variación de tensión en la demanda global del SADI [11].....	34
Figura 6.1 Diagrama Unifilar del sistema de prueba para la posición neutral de los cambiadores de tomas	41
Figura 6.2 Diagrama Unifilar del sistema de prueba para la posición neutral de los cambiadores de tomas	42
Figura 6.3 Diagrama Unifilar del sistema de prueba para las variaciones en la posición de los cambiadores de tomas	43
Figura 6.4 Diagrama Unifilar del área Atlántico	49
Figura 6.5 Curva de demanda diaria para el área del Atlántico	61
Figura 7.1 Estados de operación del sistema de potencia	64
Figura 7.2 Estados de operación del sistema de potencia	67

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Capacidad de generación del SIN [19].	8
Tabla 3.2 Longitud de la red de transporte del SIN [19]	8
Tabla 3.3 Capacidad de transformación del SIN [19]	9
Tabla 4.1 . Característica estática de los componentes de la carga [2].	24
Tabla 4.2 . Resumen de la caracterización de algunas diferentes clases de carga [2].....	25
Tabla 5.1 . Valores de coeficientes característicos relativos a tensión nominal [9].....	27
Tabla 5.2 Cambio porcentual de la potencia activa y reactiva por porcentaje del voltaje [9].	28
Tabla 5.3 Resultados de la prueba de reducción de voltaje [10].....	29
Tabla 5.4 Respuesta de la carga a el voltaje en el sistema de San Diego Gas & Electric Company (SDG&E) [10].	30

Tabla 5.5 . Efectos de la disminución de la tensión del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) [11].	31
Tabla 5.6 Resultados de la disminución de la tensión del Sistema Nacional Interconectado (SNI), según el modelo estático de la carga [12].	35
Tabla 5.7 Respuesta horaria a raíz de la disminución de la tensión del Sistema Nacional Interconectado (SNI) [12].	36
Tabla 5.8 Distribución del racionamiento programado [13]	38
Tabla 6.1 Resumen general del flujo de carga demanda máxima para el SIN Colombiano sin considerar la dependencia de la carga con la tensión.	44
Tabla 6.2 Resumen general del flujo de carga demanda máxima para el SIN Colombiano considerando la dependencia de la carga con la tensión	44
Tabla 6.3 Resumen general del flujo de carga demanda media para el SIN Colombiano sin considerar la dependencia de la carga con la tensión.	45
Tabla 6.4 Resumen general del flujo de carga demanda media para el SIN Colombiano considerando la dependencia de la carga con la tensión	45
Tabla 6.5 Resumen general del flujo de carga demanda mínima para el SIN Colombiano sin consideran la dependencia de la carga con la tensión.	46
Tabla 6.6 Resumen general del flujo de carga demanda media para el SIN Colombiano considerando la dependencia de la carga con la tensión	46
Tabla 6.7 Resumen de la generación por áreas del flujo de carga	47
Tabla 6.8 Resumen de la demanda por áreas del flujo de carga.	47
Tabla 6.9 Condiciones del Área Atlántico Sin considerar dependencia de la carga con la tensión.	49
Tabla 6.10 Condiciones del Área Atlántico Considerando dependencia de la carga con la tensión.	50
Tabla 6.11 Consideraciones del Área Atlántico Modificando el tab en 1 posición en Termoflores y las Tebsas Considerando dependencia de la carga con la tensión.	52
Tabla 6.12 Condiciones del Área Atlántico Modificando el tab en 2 posiciones en Termoflores y las Tebsas Considerando dependencia de la carga con la tensión.	53
Tabla 6.13 Clasificación de cargas según su tipo.	54
Tabla 6.14 Características de las cargas a utilizar.	55
Tabla 6.15 Condiciones del Área Atlántico Considerando los tipos de Carga y dependencia de la carga con la tensión.	55
Tabla 6.16 Consideraciones del Área Atlántico Modificando el tab en 1 posición en Termoflores y las Tebsas Considerando los tipos de Carga y la dependencia de la carga con la tensión.	56
Tabla 6.17 Condiciones del Área Atlántico Modificando el tab en 2 posiciones en Termoflores y las Tebsas Considerando los tipos de Carga y la dependencia de la carga con la tensión.	58
Tabla 6.18 Resumen de los diferentes flujos de Potencia en el área Atlántico.	60
Tabla 6.19 Potencia y Energía para cada una las diferentes demandas.	62
Tabla 7.1 Resumen descriptivo de la metodología propuesta.	68

LISTA DE ANEXOS

- A1. MODELO DEL SIN
- A2. CUADRO DE RESUMEN PARA CADA UNA DE LAS ÁREAS DEL SISTEMA
- A3. UNIFILARES DE LAS CORRIDAS DEL FLUJO DE CARGA

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica, sin lugar a dudas, es hoy día uno de los recursos más importantes para el ser humano en todos los aspectos. Actualmente brinda soluciones a la industria y mejora la calidad de vida de la población en general. Debido a los avances de la ciencia y específicamente, a la continua evolución del sector a nivel mundial, hace necesario que Colombia también participe en el desarrollo de nuevos productos o procesos, con el fin de mejorar y mantener un aprovechamiento continuo de este recurso.

La continuidad del servicio dentro de márgenes de calidad y seguridad es una de las principales preocupaciones de las empresas encargadas de operar y administrar los sistemas interconectados. No obstante, se presentan diversas circunstancias ya sean naturales y/o humanas que llevan a la toma de la decisión de desatender de alguna porción de la demanda por algún período de tiempo. Es así, como en Colombia se tiene previsto parte del racionamiento de la demanda como una medida de control ante contingencias.

En ese contexto, este proyecto busca verificar alternativas y obtener una metodología que permita proponer una solución más favorable a este problema, aplicando reducción de tensión ante circunstancias que originen desatención parcial de la demanda programada, para mantener la confiabilidad, la seguridad y los niveles de calidad establecidos dentro de la regulación vigente.

El texto de esta investigación se desarrolló en 8 capítulos de la siguiente manera:

En el capítulo dos se hace una descripción de los objetivos que se trazaron para la realización de este proyecto; adicionalmente se presenta un breve planteamiento de la aplicación actual del racionamiento, la justificación y el alcance del mismo.

En el capítulo tres se hace una descripción del sistema eléctrico colombiano, detallando los antecedentes que dieron origen al Sistema Interconectado Nacional (SIN). También se ilustran algunos aspectos técnicos como la composición de la demanda, el sistema de transmisión y distribución y la generación.

En el capítulo cuatro se expone los modelos de carga para el sistema de potencia analizando especialmente las principales cargas; también se presentan los principales modelos matemáticos para el modelamiento de la carga

En el capítulo quinto se presentan antecedentes del racionamiento por reducción de tensión, presentando estudios realizados al comportamiento de la carga ante variaciones controladas de tensión, experiencias de la aplicación de la medida en otros países.

En el capítulo seis se muestra una serie de simulaciones en el sistema de potencia y unas consideraciones para determinar el posible rendimiento de esta medida.

En el capítulo siete se presenta el marco que se tubo en cuenta para el planteamiento de la metodología, adicionalmente se plantea un plan para la aplicación del racionamiento por reducción del voltaje al sistema interconectado nacional

En el capítulo ocho se escriben las conclusiones a que llegó el Autor después de la elaboración de la presente tesis de grado.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. OBJETIVOS

2.1.1. OBJETIVO GENERAL

- Presentar una propuesta metodológica para efectuar racionamiento parcial de la demanda aplicando la reducción de tensión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), como medida de emergencia ante contingencias que lleven a un déficit de potencia en el sistema o alguna de sus áreas.

2.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Establecer el estado del arte referente a la aplicación del racionamiento por tensión.
- ✓ Mediante software disponible en el Centro Nacional de Despacho, hacer un análisis de lo efectos que se presentan en el SIN y/o cada una de sus áreas al implementar la estrategia propuesta.
- ✓ Proponer una estrategia que permita implementar el racionamiento por tensión al presentarse déficit de potencia o limitaciones en la topología del SIN.

2.2. PLANTEAMIENTO

El racionamiento es la desatención de la demanda ya sea originado por una limitación técnica identificada o por una catástrofe natural. La dificultad que tiene el operador del sistema nacional al presentarse situaciones que afecten la demanda y que originen un déficit de potencia en alguna de sus regiones, es no contar con otra alternativa diferente al racionamiento mientras se soluciona la anomalía. Esto teniendo en cuenta que el racionamiento afecta bastante a las poblaciones que se encuentran en el área afectada.

Esto debido a que hace falta establecer criterios y lineamientos para tomar una medida alternativa al racionamiento. Dicha medida puede ser aplicar reducción de tensión en las barras del SIN, pero se requiere llevar a cabo un estudio que permita evaluar la alternativa y plantear cambios de tipo operativo en el sistema interconectado nacional. Fundamentalmente el estudio debe estar orientado a garantizar, en lo posible, la atención de la mayor parte de la demanda, sin que haya un detrimento considerable en la calidad de la potencia suministrada.

2.3. JUSTIFICACIÓN

De acuerdo con las leyes 142 y 143 de 1994 y las resoluciones CREG 025/95 y 080/99, el ente encargado de la operación del sistema interconectado nacional (CND) es responsable de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos del SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica. En la operación se presentan inconvenientes que afectan la demanda del sistema o alguna de sus áreas, y que en ocasiones se prolongan por un tiempo. En esas circunstancias, el operador del sistema tiene el racionamiento como el recurso inmediato para solventar el problema.

El racionamiento presenta unas características que en algunas ocasiones atenta contra el desarrollo económico y social de las regiones sometidas a esta medida, de ahí la idea de buscar una alternativa más favorable para estas situaciones. La disposición de tener una alternativa que puede ser más favorable o complementaria al racionamiento, se enmarca dentro de los esfuerzos de la empresa por mejorar y mantener la continuidad del servicio a la demanda nacional, con los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad estipulados en la normativa legal vigente.

2.4. ALCANCE

Finalmente este proyecto se fija como alcance estudiar la implementación del racionamiento por tensión, para con esto, proponer una metodología para implementar un racionamiento de este tipo, cuando sea necesaria de acuerdo los conceptos adquiridos y consultados en el desarrollo del proyecto; teniendo en cuenta un mayor bienestar para los usuarios, sin deteriorar la integridad del sistema de potencia en general.

3. DESCRIPCIÓN DE SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

3.1. RESEÑA HISTÓRICA

Hacia el final del siglo XIX, con el desarrollo de la industria, las actividades comerciales y la necesidad de nuevas tecnologías para iluminar las ciudades, inversionistas privados encontraron nuevas oportunidades de mercado en la industria eléctrica colombiana, desde estos inicios, el sector eléctrico creció rápidamente.

La estructura para el suministro de la energía eléctrica fue el resultado de un prolongado proceso de intervención estatal, que se inició prácticamente en 1928 con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica, posteriormente, en 1936 se promulgó una reforma constitucional (ley 109) que establecía, entre otros aspectos, la injerencia del estado en las empresas de servicio público. En los años 50, el gobierno decidió nacionalizar el sector eléctrico, basado en la idea de que este sector sería fundamental para el desarrollo del país [15].

Desde entonces el sector eléctrico funcionó de manera centralizada hasta las reformas efectuadas en 1994. Durante el viejo esquema, las compañías estatales mantenían un poder monopólico sobre un área determinada e integradas verticalmente, prestaban los servicios de generación, transmisión y distribución. Este tipo de monopolio sobre un área específica, se debió al desarrollo regional que presentaba el país.

Durante la década de los 60, diferentes áreas aisladas o sistemas eléctricos regionales componían el sistema de potencia Colombiano, en esta década surgieron iniciativas del Gobierno Central para interconectar estos sistemas. En 1967, se crea ISA para construir, mantener y administrar la red de transmisión a alto voltaje; planear, coordinar y supervisar la operación del sistema interconectado colombiano; planear la expansión del sistema de generación y transmisión y construir proyectos de generación de interés nacional. Así mismo, la Ley 59 de este mismo año creó la Corporación Regional de Electricidad de la Costa Atlántica –CORELCA-, para coordinar el desarrollo del sistema eléctrico de la costa norte e interconectar las ciudades de Santa Marta, Barranquilla, Sabanalarga y Cartagena.

El proceso de integración se materializó el 18 de noviembre de 1971 cuando se inauguró la interconexión entre los sistemas regionales de Bogotá, Cali y Medellín mediante una red a 230 kV (536.9 km), dando inicio al sistema de transmisión nacional de alto voltaje. En esta misma década, el Gobierno solicitó a ISA y a CORELCA analizar la factibilidad de la interconexión de los sistemas Central y Caribe (Norte del País). Inicialmente esta integración se llevó a cabo en 1982 con un circuito sencillo de 523 kilómetros de longitud, a 500 kV entre

las subestaciones de San Carlos (en Antioquia) y Sabanalarga (en el Atlántico), con dos subestaciones intermedias (Cerromatoso - Chinú).

Durante los años ochenta, el sector eléctrico Colombiano entró en crisis. Esta situación se debió especialmente al subsidio de tarifas y a la politización de las empresas estatales, lo cual generó un deterioro en el desempeño de este sector [14]. Al mismo tiempo, se desarrollaron grandes proyectos de generación con sobrecostos y atrasos considerables, lo que llevó a que finalmente el sector se convirtiera en una gran carga para el Estado.

En 1992 el sistema eléctrico Colombiano sufrió un racionamiento continuo, producido principalmente por el fenómeno meteorológico mundial conocido como “El Niño”, caracterizado por condiciones hidrológicas de sequía que llevaron al límite las principales centrales hidroeléctricas. Esta crisis producto de la alta dependencia hidráulica de la generación del país (78% hidráulica y 22% térmica con una capacidad de generación de 8.351 MW y una demanda cercana a los 7.400 MW [15]), y la posterior declaración de “estado de emergencia económico” por parte del Gobierno, proporcionaron las condiciones para la modernización del sector eléctrico colombiano, abriéndolo a la participación privada, y siguiendo un esquema similar a los países pioneros en este desarrollo, en especial el Reino Unido.

La reestructuración del sector eléctrico Colombiano se realizó mediante las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran que su desarrollo estuviese determinado bajo la sana competencia. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica; mientras la reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG. Para este propósito, la comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y con apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995 [18].

Las reformas introducidas y el nuevo esquema del sector, introdujeron las condiciones adecuadas para que cualquier agente privado, público o mixto, pueda, en un contexto de libre competencia, participar en el desarrollo del sector e introducir calidad y eficiencia en la prestación del servicio.

3.2. ESTRUCTURA FÍSICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.

En COLOMBIA existe un único sistema interconectado con redes que enlazan las plantas de generación con los centros de carga de la región andina, litorales Atlántico y Pacífico y parte de los Llanos Orientales, la demanda del resto del país es atendida con generación local y es apenas superior al 1% de la demanda total de la nación [15].

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), está compuesto por las plantas de generación, el Sistema de Transmisión Nacional (STN), los Sistemas de

Transmisión Regional (STRs), los Sistemas de Distribución Local (SDLs), subestaciones y equipos asociados y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a la ley 143 de 1994, la cual redefinió el sistema de potencia.

La figura 3.1 muestra la estructura actual del SIN, Bajo este esquema, el sistema de transmisión nacional garantiza la transferencia de la energía eléctrica desde las subestaciones y plantas de generación hasta las subestaciones de distribución. La organización estructural del sistema de potencia colombiano puede dividirse en cuatro componentes principales, estos son: la generación, la transmisión (STN), la distribución (STR- SDL) y la carga del sistema (figura 3.1), en las secciones siguientes se presentaran las definiciones de estas componentes y algunas otras que definen la estructura del Sistema Interconectado Nacional.

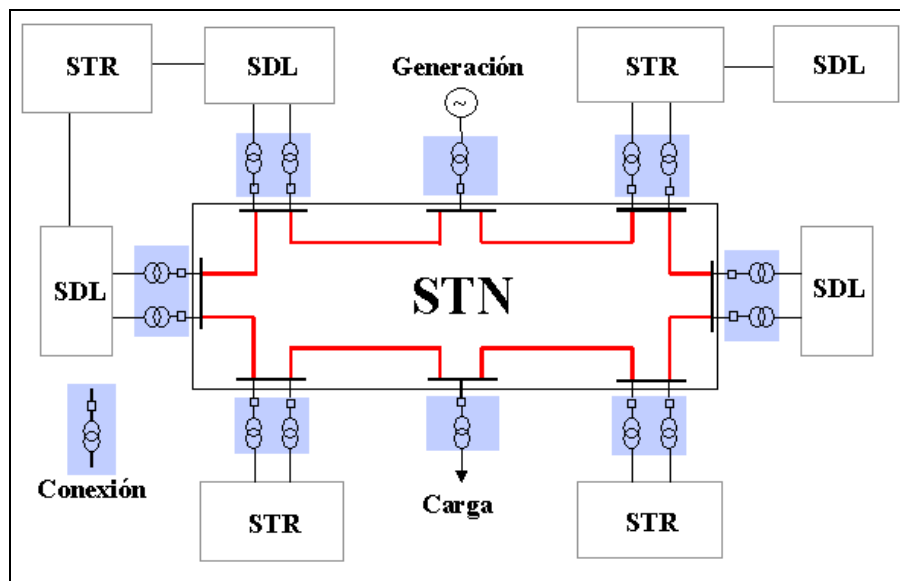


Figura 3.1 Sistema de transmisión nacional [15].

3.2.1. Generación

La generación de energía en el SIN difiere a la de muchos otros sistemas a lo largo del mundo, dado que en Colombia el sistema es altamente dependiente de las plantas hidroeléctricas, pese a los esfuerzos realizados por incrementar la capacidad de generación térmica luego del racionamiento sufrido en los años 90 a causa del fenómeno meteorológico conocido como el “Niño”.

Los agentes generadores conectados al SIN se clasifican como: generadores, plantas menores, autogeneradores y cogeneradores; según el marco regulatorio colombiano. Sólo los agentes definidos como generadores están obligados a efectuar sus transacciones de energía en el MEM (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW), las centrales que participan en el mercado se conocen como plantas despachadas centralmente (son todas las plantas de generación con capacidad efectiva

mayor a 20 MW y todas aquellas menores o iguales a 20 MW que quieran participar en el despacho económico), el mercado cuenta actualmente con 42 agentes generadores [19]. El SIN cuenta con una capacidad de generación instalada de 13,342 MW, compuesta en un 67% por unidades hidráulicas y un 32% por unidades térmicas (gas - carbón) como se puede observar en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Capacidad de generación del SIN [19].

Capacidad de Generación	%	MW
Capacidad efectiva Cogeneradores	1	26,5
Capacidad efectiva Hidráulicas y menores	67	9.084
Capacidad efectiva Térmicas a carbón	5	700
Capacidad efectiva Térmicas a gas	27	3.562
Total capacidad Efectiva		13.372,7

La mayor parte de la generación hidráulica se ubica en la zona central y suroccidental del país sobre el macizo montañoso de la cordillera de los andes, el norte y el oriente del país es caracterizado por poseer casi exclusivamente centrales de generación térmicas. Las plantas de generación más importantes en Colombia son hidroeléctricas, siendo las principales San Carlos (1.240 MW), Guavio (1.150 MW) y Chivor (1.000 MW). Asimismo, la principal planta térmica es la central TEBSA (850 MW), que se encuentra ubicada en la zona norte del país.

3.2.2. Sistema de transmisión nacional (STN)

El sistema de transmisión de energía eléctrica está compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Los propietarios de las redes de transmisión tienen la obligación de permitir el libre acceso a los agentes para transportar energía a los cargos fijados por la CREG, de manera que no existan barreras de entrada al SIN. Su función principal es permitir la transferencia de la energía producida en los centros de generación hasta los centros de consumo.

Tabla 3.2 Longitud de la red de transporte del SIN [19]

LONGITUD DE LA RED DE TRANSPORTE	km
A 110-115 kV	9.949,1
A 220-230 kV	10.926,6
A 500 kV	2.399,3

Tabla 3.3 Capacidad de transformación del SIN [19]

CAPACIDAD DE TRANSFORMACION	MVA
A 110-115 kV	10.593
A 138 kV	53
A 220-230 kV	12.290
A 500 kV	4.785
Total transformación	27.721

El STN está formado por dos subsistemas a 230/220 kV (Central y Costa Caribe) conectados mediante dos líneas de transmisión a 500 kV con una longitud de aproximadamente 500 km c/u. Consta de una red interconectada con 9 subestaciones a nivel de 500 kV y 82 a nivel de 230 kV; cerca de 1.449 km de líneas a 500 kV y 10.725 km de líneas a 220/230 kV (Tabla 3.2), además cuenta con 12.290 MVA de transformación de 220 kV a otros niveles (Tabla 3.3) y 4.236 MVar de compensación de potencia reactiva instalada (2.236 Capacitivos y 2.000 inductivos), incluidos 150 MVar de reactivos inductivos y 250 MVar de reactivos capacitivos instalados en el compensador estático - SVC de la subestación Chinú a 500 kV; actualmente el STN enlaza 5 redes regionales de transmisión (STR) y 27 redes locales de distribución (SDL) en una sola red interconectada que atiende aproximadamente el 99% de la energía consumida en el país.

La actividad de transmisión de energía es desarrollada en la actualidad por once agentes, de los cuales ISA es el principal transmisor con el 76% del sistema; los transportadores restantes, de acuerdo con el porcentaje de propiedad de activos que poseen, son: TRANSELCA, Empresas Públicas de Medellín (EPPM), Empresa de Energía de Bogotá (EEB), Empresa de Energía del Pacífico (EPSA), Electrificadora de Santander (ESSA), DISTASA S.A., Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS), Central Hidroeléctrica de Betania (CHB) y Electrificadora de Boyacá (EBSA).

3.2.3. Distribución

En lo que se refiere a la actividad de distribución, existen 32 agentes distribuidores de energía (STR-SDL), los cuales son responsables de la operación de la red en cuanto a la calidad del servicio de energía eléctrica y de la potencia suministrada al usuario final, cabe destacar que el sector de distribución es quien cierra la cadena de la industria eléctrica y en general es el motor de desarrollo de la misma por cuanto tiene relación directa con los usuarios, recauda la mayor parte de los ingresos y sostiene financieramente las actividades de transmisión y generación. A continuación se presentan las definiciones básicas de los tipos de distribuidores que conforman el SIN.

3.2.3.1. Sistema de Transmisión Regional (STR)

Hace parte del sistema de distribución del SIN y se define como el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

3.2.3.2. Sistema de Distribución Local (SDL)

Al igual que el STR, el SDL hace parte del sistema de distribución de la energía eléctrica. Se define como el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

3.2.4. Usuarios y Demanda de Energía Eléctrica

La evolución del consumo de energía en el país es el resultado de la expansión de la actividad productiva, del crecimiento de la población y del grado de urbanización. Es de destacar que la demanda de energía está bastante ligada al crecimiento económico del país.

Los consumidores de energía en el SIN se encuentran clasificados en dos categorías, regulados (se rigen por el contrato de condiciones uniformes de servicios públicos) y no regulados (negocian libremente los precios y las cantidades de energía que consuman con los agentes comercializadores).

Durante el 2003 la demanda de electricidad del SIN fue de 46.112,8 GWh, ubicándose como el valor histórico más alto en el país. La demanda máxima de potencia del sistema llegó a ser para este año de aproximadamente 8.000 MW. El 41% de la carga es residencial, el 33% industrial, y el 16% restante son cargas comerciales, gubernamentales, de iluminación y otros consumos [19].

En la figura 3.2 se muestra la una curva típica de carga diaria del SIN.

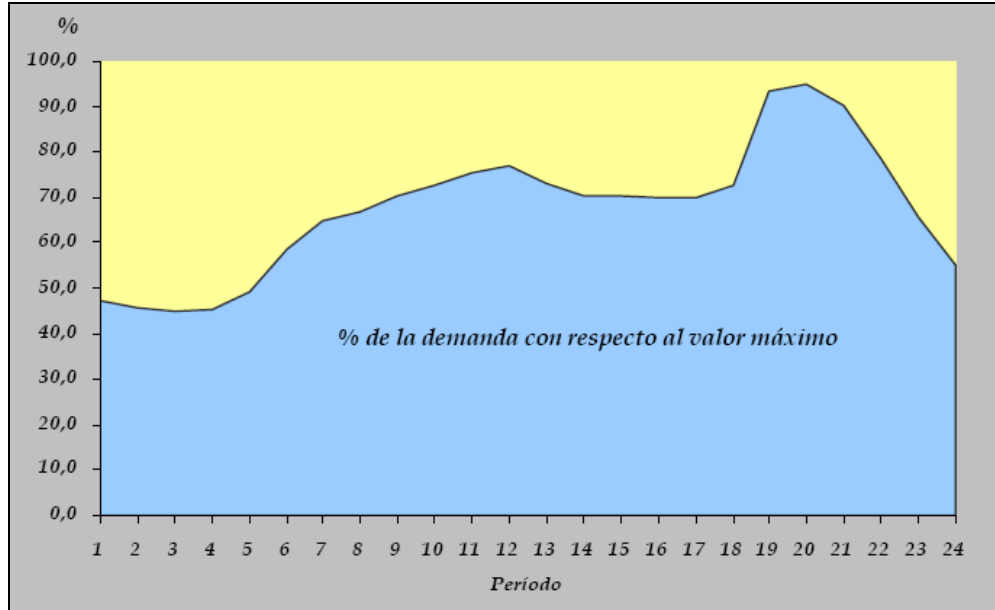


Figura 3.2 Característica de la demanda diaria del SIN [19]

3.2.5. Áreas y sub-áreas operativas

El SIN está dividido en diferentes áreas y sub-áreas operativas (de acuerdo con lo dispuesto por la resolución CREG 035 - 1999), una sub-área operativa se define como un conjunto de activos de transporte, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad regional, presentan alguna restricción en la infraestructura del STN o en los activos de conexión al mismo, que exige generaciones forzadas en la sub-área y/o limita los intercambios con el resto del SIN. Asimismo, una área operativa se define como un conjunto de activos de transporte, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad en más de dos sub-áreas operativas, presentan alguna restricción en la infraestructura del STN, que exige generaciones forzadas en el área y/o limita los intercambios con el resto del SIN.

Cada área operativa del SIN posee niveles de generación y demanda diferentes, las transferencias entre estas se ven limitadas por las restricciones que cada área presenta, estas restricciones se presentan en muchas variedades, las mas notables son las restricciones de transporte impuestas por los limites de transferencia (capacidad de las líneas o equipos asociados), aunque también son comunes los limites de estabilidad, los limites de seguridad y los límites de potencia reactiva (o voltaje). Los limites de transferencia conllevan a encontrar en el sistema generación atrapada (la generación atrapada se refiere a aquella generación que no es posible exportar de una área operativa hacia otra u otras, debido principalmente a limitaciones en la red de transporte). Las conexiones entre áreas operativas son conocidas como cortes, y el control del flujo de potencia por estos es primordial para garantizar la operación segura, confiable y económica del SIN.

A continuación se presenta el SIN en la figura 3.3, en la cual se muestran las distintas áreas en las cuales está dividido; indicando la capacidad de generación y la demanda de cada una de ellas. Además, se presenta un diagrama de cómo esta repartida la carga en el sistema interconectado nacional

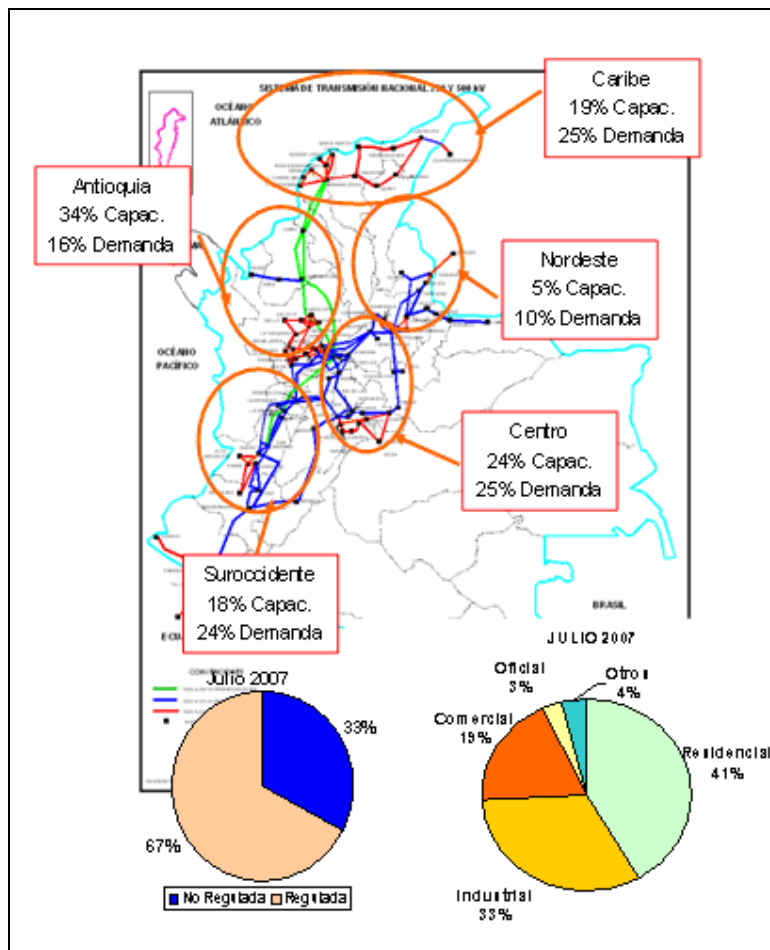


Figura 3.3 Áreas del SIN [19]

4. MODELOS DE LAS CARGAS EN EL SISTEMA DE POTENCIA

El sistema de potencia esta conformado por un grupo de elementos que permiten transformar la energía primaria a energía eléctrica, luego la trasportarla y utilizarla en su uso final. La potencia generada (primera etapa), tiene una relación directa con la potencia consumida por la carga (ultima etapa o consumo final); por ello, para poder manejar correctamente el sistema es importante conocer el comportamiento y las características de los dispositivos involucrados en él.

El sistema de potencia, como muchos procesos reales, tiene un comportamiento intrínseco no lineal [1], ocasionado por elementos introducidos al sistema tales como FACTs y estabilizadores de potencia (PSS); además de elementos propios del sistema de potencia, como las unidades de generación, los reguladores de tensión y velocidad, las saturaciones en transformadores y las cargas eléctricas, entre otros.

La carga, como elemento final del sistema de potencia, constituye un elemento fundamental en los análisis de estabilidad, despacho de carga y márgenes de seguridad del sistema de potencia [2], sus características influyen notablemente en los resultados obtenidos en los estudios que se realizan sobre el sistema.

Tradicionalmente la carga se ha representado como lineal, debido a la simplicidad de su manejo y a limitantes tecnológicas computacionales [1]. Sus formas lineales han sido la de potencia constante, impedancia constante y corriente constante, siendo la primera la más utilizada en los diferentes estudios. Estas hipótesis del comportamiento de la carga, pueden generar resultados muy optimistas en algunas ocasiones o por el contrario, muy pesimistas en otras [3], oscureciendo la realidad del fenómeno a analizar, pudiendo ocasionar el sobre dimensionamiento de los equipos del sistema, o no previendo el mal funcionamiento del mismo.

En este capítulo se presentará los conceptos referentes a las características de la carga, los modelos de carga que actualmente se tienen, los modelos de cargas particulares (las mas representativas) y como se relacionan con la tensión.

4.1. GENERALIDADES DE LOS MODELOS

El concepto de carga, puede implicar diferentes significados dentro del sistema de potencia, a continuación se muestran algunos tales como: [3]

1. Un elemento que consume potencia, conectado a una fuente de potencia.
2. La potencia de salida de una unidad de generación.

3. Una porción del sistema, la cual no está explícitamente representada por un modelo, pero puede ser tratada como un único elemento consumidor de potencia, esta porción o bloque representa las características en conjunto de los diferentes elementos conectados a la barra del sistema.

En general obtener un modelo detallado de las cargas agregadas a una barra del sistema de potencia puede resultar más difícil que modelar un componente individual [4], tales como máquinas de inducción, cargas lumínicas, hornos eléctricos, equipos de aire acondicionado, etc. pues estos pueden ser modelados satisfactoriamente conociendo las leyes físicas que los gobiernan.

Las cargas varían aleatoriamente con el tiempo, y en altos niveles de tensión tienden a ser agrupadas, debido al tamaño de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) y más aún por la cantidad de elementos que se encuentran distribuidos radialmente en el sistema de sub-transmisión y distribución. En la figura 4.1 se muestra una interconexión en un SEP.

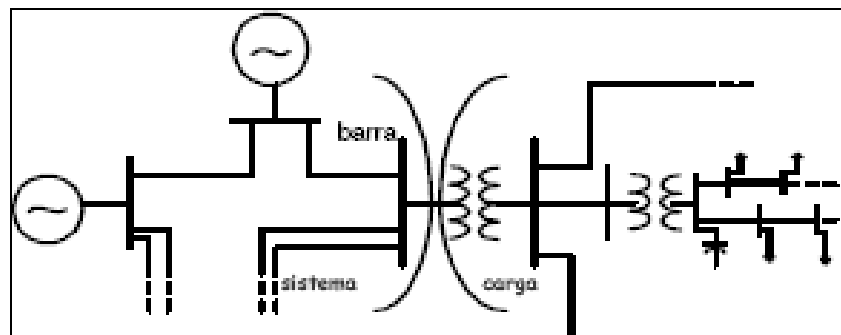


Figura 4.1 Configuración del sistema de potencia

La figura 4.2 muestra la reducción de la carga del sistema de sub-transmisión y distribución, en un bloque de carga. Este bloque representa los valores de potencia activa y reactiva en función de la tensión y la frecuencia de la barra del sistema. En estudios a gran escala del sistema, la carga suele ser representada como un elemento consumidor de potencia.

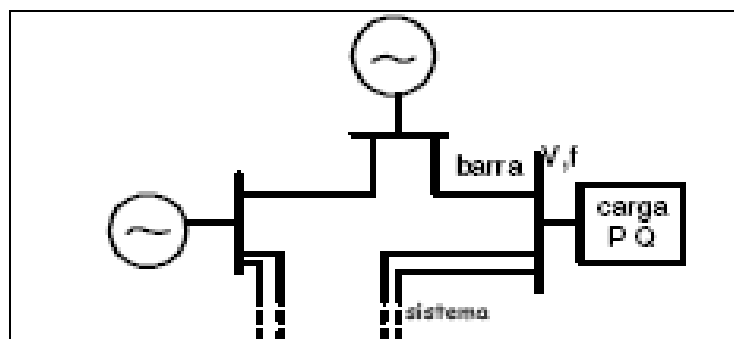


Figura 4.2 Agregación de cargas a una barra.

Dentro de este bloque se pueden encontrar los siguientes elementos característicos de los sistemas de sub-transmisión y distribución, que pueden variar en su proporción según la cantidad de carga que se quiera agregar:

- Transformadores de potencia reductores de tensión.
- Redes de sub-transmisión y distribución.
- Transformadores de distribución.
- Cambiadores de taps y reguladores de tensión.
- Transformadores de distribución secundarios.
- Capacitores shunt.
- El usuario final.

4.1.1. CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS

Para un área del sistema, la carga compuesta de una barra puede ser caracterizada [3], por su clase, la composición de cada clase y las características individuales de cada componente, tal como se muestra en la figura 4.3.

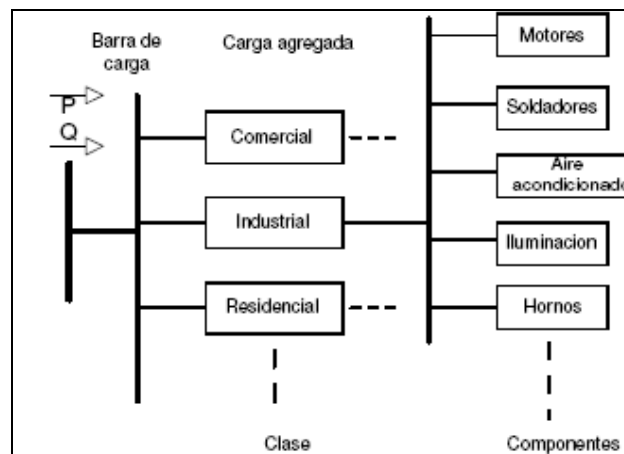


Figura 4.3 Clasificación de la carga agregada [3].

Como clase se define la categoría o tipo de usuario, tales como, oficial, residencial, comercial e industrial. La composición de cada clase, está definida como la proporción de elementos que se encuentran en cada clase, así entonces se puede encontrar que la carga industrial está compuesta en gran medida por motores, soldadores y hornos eléctricos, la carga residencial, se compone fundamentalmente de electrodomésticos, iluminación, y de acuerdo con la región de aire acondicionado y/o calefacción, la carga comercial está compuesta en gran medida de lámparas de descarga, aparatos electrónicos y unidades de aire acondicionado.

Asimismo los componentes de la carga pueden ser clasificados según su respuesta dinámica ante cambios en el voltaje y frecuencia [3]:

- o Cargas con respuestas “dinámicas rápidas”, que responden rápidamente ante cambios en el voltaje y la frecuencia (no existe un tiempo muerto). Como ejemplo de estas se encuentran máquinas de inducción y variadores de velocidad.
- o Cargas que exhiben discontinuidades en la potencia ante bajos valores de tensión. Entre estas cargas se encuentran:
 - Lámparas de descarga
 - Variadores de velocidad de motores, los cuales se apagan cuando el voltaje de alimentación cae por debajo del 90% del voltaje nominal.
 - Motores cuyas protecciones actúan, por bajo voltaje o sobrecarga, removiendo la carga del motor del sistema.
- o Cargas cuya respuesta no exhibe discontinuidades ante variaciones del voltaje, tales como motores pequeños, y lámparas incandescentes.
- o Cargas con una respuesta “dinámica lenta”, tales como; hornos eléctricos.

A continuación se hace una breve descripción de algunos de los componentes de la carga [2, 3, 5, 6].

- **Motor de inducción**

Los motores de inducción consumen la mayor parte de energía del sistema de potencia, en particular en el sector industrial constituyen hasta el 90% de la carga total instalada. A nivel comercial y residencial, su uso se hace básicamente en bombas y compresores para el aire acondicionado, y refrigeración.

En los países industrializados, la máquina de inducción consume entre el 60% y el 70% de la carga total demandada [6].

La respuesta dinámica de la potencia en el motor, ante cambios en el voltaje y la frecuencia, son influenciadas fundamentalmente por la inercia del motor y las constantes de tiempo del flujo rotórico, las diferencias que se presentan en la simulación dinámica y las medidas de campo, se deben fundamentalmente a la diferencia en tener en cuenta o no la dinámica del motor [3, 5, 6].

- **Iluminación**

Existen básicamente dos tipos de fuente de luz aprovechables para efectos de iluminación eléctrica, las cuales son: lámparas incandescentes y de descarga.

Lámparas incandescentes—las lámparas incandescentes, están conformadas por un filamento conductor inmerso generalmente en el vacío, por este circula una corriente que lo calienta al rojo vivo emitiendo luz.

Las lámparas incandescentes como carga, son frecuentemente consideradas como una resistencia constante, sin embargo puesto que la resistencia del filamento varía con la temperatura de forma no-lineal, y la temperatura del filamento cambia con el voltaje, el modelo de resistencia constante no describe adecuadamente su funcionamiento. El comportamiento de la potencia activa de las lámparas incandescentes varía aproximadamente con un factor de 1.55 de la potencia a voltaje nominal [3].

Lámparas de descarga—en este tipo de lámparas están incluidas las lámparas fluorescentes, de vapor de mercurio, vapor de sodio, y similares, estas constituyen aproximadamente el 20% de la carga en el sector comercial [3].

La luz en estos elementos se produce por el fenómeno de la descarga eléctrica dentro de un tubo, el cual posee un gas y unos cuantos gramos de mercurio o sodio, según el tipo de lámpara, para poderse dar la descarga a través del gas, el tubo debe ser precalentado para obtener el vapor de sodio o mercurio, esto se logra mediante la circulación de corriente a través de un cátodo, el cual da ignición a una predescarga, que evapora el mercurio o sodio sosteniendo así el arco eléctrico necesario para emitir luz. Las lámparas poseen un circuito de disparo llamado balasto, que es una reactancia que permite el encendido y el funcionamiento de la lámpara. De acuerdo al tipo de balasto, las lámparas se clasifican; en lámparas con bajo factor de potencia (0,55 en atraso), con alto factor de potencia (0,95), de encendido rápido “Rapid Start”, y las “Slimline” las cuales no necesitan un precalentamiento. [5].

Todas estas lámparas poseen una característica en común, y es que su voltaje de alimentación no puede caer por debajo del 80% del voltaje nominal, pues estas se apagan. Luego de reestablecido el voltaje, les toma un tiempo en volverse a encender. Este comportamiento de las lámparas puede ser modelado, por una relación tensión potencia, en la cual por encima de cierto valor generalmente 0,8 p.u. la potencia varía de forma exponencial con el voltaje y por debajo de un valor, tal como 0,7 p.u. la potencia cae a cero [5], la figura 4.4 muestra estas características.

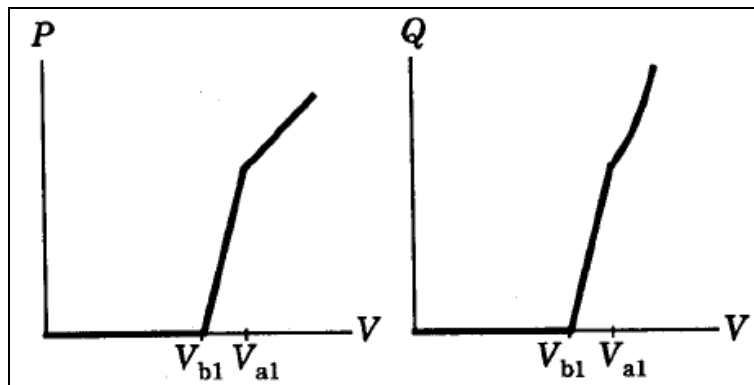


Figura 4.4 Características de las lámparas de descarga u otras cargas discontinuas como una función del voltaje [5].

- **Cargas termostáticas controladas** (*hornos eléctricos*)

La respuesta de las cargas termostáticas controladas ante las variaciones en el voltaje, puede ser separada en períodos. Para entender esto supongamos que un horno se encuentra operando en condiciones nominales (V_o y P_o) y su temperatura nominal se ha alcanzado, su principio de control es la modulación de la potencia entregada al horno (control ON-OFF), o sea que esta es

entregada por paquetes, manteniendo una temperatura de “set point” constante en el interior del horno.

Sí el voltaje de alimentación es reducido a 0,9 p.u., la temperatura en el interior del horno no se reduce instantáneamente, para que esto suceda debe pasar algún tiempo antes de este lapso, la resistencia eléctrica del horno no varía significativamente, ya que los cambios en la temperatura al interior del horno son lentos, por lo tanto la potencia varía en función del cuadrado del voltaje, lo que es lo mismo decir que el horno se comporta en el “término corto” como un modelo de resistencia constante [3]. En el momento en el que la temperatura comienza a descender, el control del horno detecta la reducción de la temperatura, por lo tanto aumenta la modulación de tiempo en el cual se prende el horno, retornando a la temperatura promedio del horno o “set point”, y por lo tanto a su potencia promedio, en efecto las cargas termoestáticas controladas se comportan en el “termino largo” como cargas de consumo de potencia constante.

Generalmente en estudios en los cuales el tiempo de simulación está por debajo de los 5 minutos, la carga suele modelarse como resistencia constante, para estudios que van más allá de los 5 minutos, se modela como cargas de potencia constante [3].

- **Equipos electrónicos (*fuentes reguladas*)**

La mayoría de equipos electrónicos tienen incorporados una fuente regulada que entrega a la salida una corriente constante (CD), hasta para tensiones de alimentación por debajo de 90% de la tensión de alimentación nominal. Si la tensión de alimentación cae por debajo de este valor, el equipo electrónico se apaga, entonces estos equipos se comportan como cargas que consumen potencia constante y exhiben una discontinuidad sí el voltaje cae por debajo del 90%.

- **Cambiadores de taps en transformadores**

Aunque los taps no son considerados en sí, como un componente de la carga en el sistema, sus efectos deben ser tenidos en cuenta para los estudios de estabilidad dinámica.

Ante un disturbio, la función de los taps es recuperar los niveles de tensión en las barras de las subestaciones de sub-transmisión y distribución, a niveles de voltaje predisturbio pasado algún tiempo, debido a las sensibilidades de tensión de la carga aguas abajo, el efecto neto es un incremento de ésta dependiendo de la carga.

En estudios de estabilidad de voltaje, si no se tiene en cuenta este fenómeno, se pueden obtener resultados optimistas, pues el aumento de la carga, puede ocasionar inestabilidad de voltaje en el sistema [5].

4.2. MODELO MATEMÁTICO DE LA CARGA

La modelación de la carga en un sistema de potencia depende básicamente del tipo de datos que se tengan de la carga a ser modelada, y de si estos datos corresponden a cada carga conectada al sistema de potencia o son la fusión del comportamiento de todas las cargas en conjunto.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han propuesto dos formas para modelar las cargas. La primera está basada en el conocimiento individual de cada uno de los componentes de las cargas, que generalmente no están fácilmente disponibles, donde el modelo es obtenido agregando los modelos de cada componente. El segundo está basado en medidas relativas a la respuesta de la carga ante perturbaciones, el modelo es obtenido usando sistemas de métodos de identificación, pero para ello se requiere una gran cantidad de datos relacionados con pruebas y perturbaciones naturales del sistema.

La ventaja del segundo tipo de modelado radica en que éste se basa en el comportamiento real de la carga y no lo asume como sucede con el primer método, pero este resultado solo es aplicable a esta barra de carga en particular y en condiciones que se tenían.

Igualmente, los sistemas de métodos de identificación se dividen en paramétricos y no paramétricos. El paramétrico asume la estructura de un modelo conocido con parámetros desconocidos, el no paramétrico no necesita de la estructura de un modelo, como ejemplo se puede citar las redes neuronales, que por las dificultades en la adquisición de los datos para la programación, han hecho que el primero sea el método más utilizado hasta ahora.

4.2.1. MODELOS PARAMÉTRICOS

La modelación de la carga en el sistema de potencia varía de acuerdo con tipo de análisis o estudio que se desea realizar. Dentro del modelo de la carga existen básicamente dos tipos de modelos:

- Modelo de carga estática
- Modelo de carga dinámica

4.2.1.1. MODELOS ESTÁTICOS

El objetivo principal de los modelos estáticos es determinar la dependencia en voltaje y frecuencia de la potencia activa y reactiva de la carga en un instante de tiempo [4]. La precisión de este modelo depende de la precisión de sus parámetros. Estos pueden ser determinados de dos maneras: escogiendo valores predeterminados según el tipo de carga o por medio de medidas de campo, que aunque más dispendioso, proveen valores más precisos para los parámetros del modelo.

La estimación de los parámetros de un modelo de carga estática es una tarea relativamente simple, ya que el modelo no incluye variables dinámicas por lo que la tarea de estimación de parámetros se reduce a un ajuste de la curva. Para determinar la dependencia en voltaje de la carga, se utilizan normalmente dos tipos de modelos que se diferencian por la forma de las ecuaciones que representan la relación entre el voltaje y la potencia.

- Modelo Polinomial.
- Modelo Exponencial.

• Modelo polinomial de la carga

Este modelo es también llamado modelo ZIP ya que está conformado por la suma de los modelos de impedancia constante, corriente constante y potencia constante, respectivamente, en donde:

Modelo impedancia constante: en un modelo de carga estático, donde la potencia varía directamente con el cuadrado de la magnitud del voltaje

Modelo corriente constante: en un modelo de carga estático, donde la potencia varía directamente con la magnitud del voltaje

Modelo potencia constante: en un modelo de carga estático, donde la potencia no varía con los cambios del voltaje.

A continuación se presentan las ecuaciones que describen este modelo

$$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right]$$

$$Q = Q_0 \left[b_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + b_3 \right]$$

Las definiciones de cada uno de los parámetros del modelo polinomial de carga varían según el tipo de carga que se vaya a representar. Si es un dispositivo específico de la carga, V_0 es el voltaje nominal del dispositivo, P_0 y Q_0 son la potencia activa o reactiva que consume el dispositivo bajo condiciones de voltaje nominal respectivamente. Si se va a representar un barraje de carga V_0 , P_0 y Q_0 son tomados como los valores en condiciones iniciales de operación del sistema bajo estudio [2,6].

• Modelo exponencial de la carga

Este modelo se presenta de la siguiente forma:

$$P(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_p}$$

$$Q(V) = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_q}$$

En donde:

P_0 : potencia activa inicial o nominal de la barra a voltaje nominal

Q_0 : potencia reactiva inicial o nominal de la barra a voltaje nominal

V_0 : voltaje nominal de la barra.

V : voltaje actual de la barra.

K_p : es el índice o constante de voltaje de estado estable de la potencia real.

K_q : es el índice o constante de voltaje de estado estable de la potencia reactiva.

Generalmente, cuando no se posee una información exacta de los valores de las constantes de carga, se utiliza alguno de los componentes del modelo ZIP [2] (impedancia, corriente o potencia constante) en el análisis de flujo de carga, estudios de cortocircuito y de estabilidad transitoria.

Los tres componentes de este modelo, presuponen alguna de las variables eléctricas como constantes, además cuando los exponentes del modelo exponencial toman valores de 0, 1, 2 se obtiene la representación matemática de cada uno de estos modelos; potencia constante, corriente constante o impedancia constante respectivamente [2].

Ninguno de los modelos descritos hasta ahora modelará correctamente la caída rápida de carga a tensiones por debajo de 0,7 p.u [2].

- **Modelo de carga dependiente de la frecuencia**

El modelo de carga que representa la dependencia de la frecuencia según [3], se obtiene al multiplicar el modelo exponencial o polinomial por un factor de la siguiente forma:

$$[1 + a_f (f - f_0)]$$

Donde f es la frecuencia actual, f_0 es la frecuencia nominal y a_f es el parámetro de sensibilidad de la frecuencia [2]. Utilizando el modelo exponencial se obtiene la siguiente formulación que representa la dependencia de la frecuencia:

$$P(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_p} [1 + k_{pf} (f - f_0)]$$

$$Q(V) = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_q} [1 + k_{qf} (f - f_0)]$$

Asimismo utilizando el modelo polinomial se obtiene la siguiente expresión.

$$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] [1 + k_{pf} (f - f_0)]$$

$$Q = Q_0 \left[b_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + b_3 \right] [1 + k_{qf} (f - f_0)]$$

Donde k_{pf} , k_{qf} son los parámetros de sensibilidad de la frecuencia.

4.2.1.2. MODELOS DINÁMICOS

De acuerdo con la referencia [2] hay muchos casos donde es necesario conocer las características dinámicas de la carga. Estudios de oscilaciones inter-área, estabilidad de voltaje y de largos periodos de estabilidad a menudo requieren que sean modeladas las características dinámicas de la carga. En estudios de sistemas de potencia con gran cantidad de motores es necesario representar las dinámicas de la carga.

Existen diferentes propuestas para la modelación de la carga dinámica. A continuación se describirán algunos de los modelos propuestos.

- **Modelo dinámico no-lineal con recuperación exponencial**

A través de mediciones hechas en laboratorios y en barras de S/E de alto voltaje de sistemas de potencia, los investigadores han mostrado [7, 8], que el comportamiento de la potencia demandada en la barra del sistema ante un escalón negativo de voltaje presenta la característica mostrada en la figura 4.5

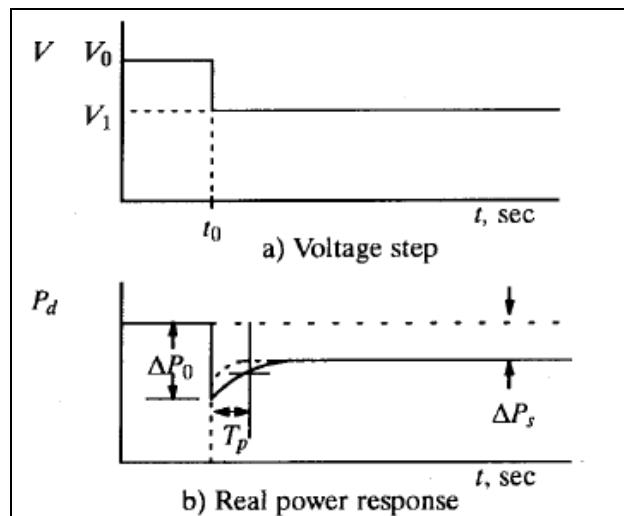


Figura 4.5 Respuesta dinámica de la carga [7].

De este comportamiento se pueden deducir las siguientes características de la carga agregada:

- Dado el cambio en el voltaje, inmediatamente la potencia sufre igualmente un cambio.
- Sufrido este cambio, la potencia tiende a recuperarse a un nuevo valor de estado estable.
- Esta recuperación posee una característica exponencial.
- Los valores del escalón inicial de potencia y el valor final de estado estable tienen relaciones no-lineales con la tensión.

El modelo estándar de carga dinámica es caracterizado por tres parámetros, dependencia del voltaje de estado estable, dependencia del voltaje de estado transitorio y tiempo de recuperación de la carga y es aplicable tanto para potencia activa y reactiva [6].

Basados en los resultados de las investigaciones [8], un modelo general que reúne las anteriores características, es representado por la siguiente ecuación:

$$T_p \dot{P}_d + P_d = P_s(V) + k_p(V) \dot{V}$$

Esta ecuación representa el comportamiento transitorio y estable de la carga; en donde T_p es el tiempo constante de recuperación de la carga, P_d es el comportamiento de la potencia, $P_s(V)$ es el comportamiento estable de la potencia y $k_p(V)$ es el comportamiento transitorio de la potencia. $P_s(V)$ y $k_p(V)$ son representadas en forma exponencial, como se muestra a continuación

$$k_p(V) = T_p P_t(V)', \quad P_t(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_t}$$

$$P_s(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_s}$$

α_s es el índice de dependencia de la tensión en estado estable, α_t es el índice de dependencia de la tensión en estado transitorio, V_0 y P_0 son la tensión y la potencia nominal ó inicial de la carga respectivamente.

Obteniendo para forma estable las siguientes ecuaciones:

$$T_p \dot{X}_d = P_s(V) - P_d$$

$$P_d = X_d + P_t(V)$$

Donde X_d es la potencia de recuperación. Para el caso de la potencia reactiva se representa por las mismas ecuaciones.

• Modelo del motor de inducción

Otra clase de modelo considera la importancia del modelado del comportamiento del motor de inducción, ya que estos consumen del 60% al 70% de la energía suministrada por los sistemas de potencia, por lo que las dinámicas atribuidas a estos son generalmente las más significativas.

La mayoría de los modelos del motor de inducción parten del circuito equivalente que propone [3], y que se muestra en la figura 3.6. Dependiendo de las necesidades de precisión en el modelo este puede incluir otras características tales como, un circuito adicional para el rotor, efectos de la saturación, resistencia variable del rotor y caídas rápidas del voltaje.

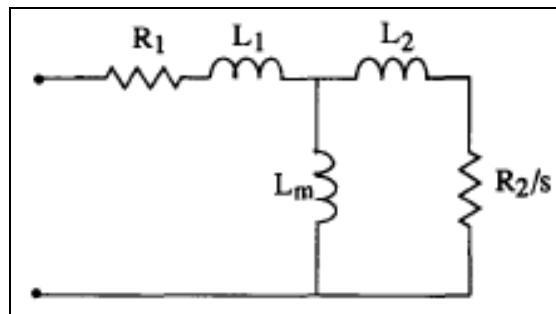


Figura 4.6 Circuito equivalente del motor de inducción [3].

Según [3], los modelos con grandes niveles de detalle basados en este circuito equivalente pueden incluir.

1. Dinámicas mecánicas pero no dinámicas del flujo.
2. Adición de las dinámicas del flujo del rotor.
3. Adición de las dinámicas del flujo del estator

Las dinámicas del flujo del estator y del rotor son normalmente despreciadas en análisis de larga duración, en particular para análisis dinámicos de larga duración.

4.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS AGREGADAS

Ya que el modelo más general y utilizado el cual representa acertadamente las variaciones de la carga con respecto a la tensión es el exponencial, a continuación se presentan las características de K_p y K_q de las principales cargas que son agregadas en una carga más grande.

Tabla 4.1 . Característica estática de los componentes de la carga [2].

Componente	Factor de potencia	$\frac{\partial P}{\partial V}$	$\frac{\partial Q}{\partial V}$
Aire acondicionado			
Trifásico	0.9	0.088	2.5

Monofásico	0.96	0.202	2.3
Tipo ventana	0.82	0.468	2.3
Calentador de agua	1.0	2.0	0.0
Lavaplatos	0.99	1.8	3.6
Lavadora	0.65	0.08	1.6
Secadora	0.99	2.0	3.2
Refrigerador	0.8	0.77	2.5
Televisión	0.8	2.0	5.1
Luces incandescentes	1.0	1.55	0.0
Fluorescentes	0.9	0.96	7.4
Motores industriales	0.88	0.07	0.5
Ventiladores	0.87	0.08	1.6
Bombas agrícolas	0.85	1.4	1.4
Hornos	0.7	2.3	1.6
Transformadores bajo carga	0.64	3.4	11.5

Y para las diferentes clases de carga se presentan los valores de la tabla 4.2

Tabla 4.2 . Resumen de la caracterización de algunas diferentes clases de carga [2].

Clases de Carga	Factor de potencia	$\partial P / \partial V$	$\partial Q / \partial V$
Residencial			
Verano	0.9	1.2	2.9
Invierno	0.99	1.5	3.2
Comercial			
Verano	0.85	0.99	3.5
Invierno	0.9	1.3	3.1
Industrial	0.85	0.18	6.0
Potencia planta auxiliares	0.8	0.1	1.6

5. ANTECEDENTES DE LA REDUCCIÓN DE TENSIÓN

La medida de reducir la demanda por medio de una reducción de la tensión (teniendo en cuenta que la mayor parte de la carga no presente características de motores), se ha venido planteando desde mucho tiempo atrás y en muchos lugares, como una alternativa a emergencias producidas en la carga, cuando la generación no puede cumplir con los requisitos previstos de carga y reserva del sistema, cuando falta el combustible o cuando son muy elevados los precios en el combustible; todo gracias a la reconocida sensibilidad de los dispositivos eléctricos al voltaje. De esta medida se han realizados diferentes pruebas con el fin de conocer el comportamiento de la diferentes tipos de carga; basándose principalmente en residencial, comercial, combinación de residencial y comercial, e industrial.

A continuación se hace una mención cronológica de algunas pruebas y/o medidas implementadas para aplicar la reducción de tensión como alternativa de racionamiento de la carga sin corte de suministro. Estos procedimientos reducen el voltaje por medio de cambios en los tap de los transformadores o reguladores de voltaje en las subestaciones y circuitos seleccionados [9]. En la mayoría de los casos presentados, el método para obtener la conservación de la energía y la reducción del pico de carga es a través de una reducción en el voltaje de los circuitos de distribución en general.

5.1. REDUCCIÓN DE LA TENSIÓN COMO MEDIO PARA LA REDUCCIÓN DE LA CARGA EN DISTRIBUCIÓN

En Estados Unidos para 1.977 los señores Gerald L. Park y Richard Colony, hicieron un intento por clarificar el comportamiento de la carga en las subestaciones [9]; fueron realizadas unas pruebas en tres diferentes tipos de subestaciones: residencial (principalmente iluminación y cargas pequeñas de motores monofásicos (refrigeradores, aires acondicionados, hornos, etc.)), comercial (iluminación y motores para manipulación del aire) y una combinación entre residencial y comercial.

Estas pruebas fueron hecha durante las estaciones de invierno, primavera y verano; en horarios de la tarde y la noche de cada estación. La prueba no fue realizada durante el mediodía (12-13 horas) ni al final de la tarde (18-19 horas), el horario normal era entre las 13:00 a 16:00 horas y en la noche, la prueba no comenzó hasta después que la carga de iluminación era constante alrededor de las 21:00 a 22:00 horas.

- **Comportamiento de la carga.**

Ya que la mayoría de la carga eléctrica servida por las subestaciones tiene una combinación de motores, iluminación, etc. Se consideró el comportamiento de

la carga, basado en la literatura encontrada en ese tiempo (1977), que se presenta en la siguiente tabla (estos valores son normalizados):

Tabla 5.1 . Valores de coeficientes característicos relativos a tensión nominal [9].

Tipo de Carga	$\frac{dP}{dV}/P_0$	$\frac{dQ}{dV}/Q_0$
Lámpara incandescente	1,6	0,0
Lámpara de descarga (fp = 0.9)*	1,0	3,0
Calentador	2,0	0,0
Hornos de arco reactancia total 62%	2,3	4,6
Convertidores	1,2	0,0
Motores de Inducción		
a) Carga =1.0 p.u.		
$\beta = -1$	-0,06	0,51
$\beta = 0$	0,0	0,53
$\beta = 1$	0,05	0,55
$\beta = 2$	0,11	0,62
b) Carga 0.5 p.u.		
$\beta = -1$	-0,13	1,64
$\beta = 0$	0,0	1,65
$\beta = 1$	0,13	1,65
$\beta = 2$	0,25	1,66

* Obtenido experimentalmente

La mayoría de los valores anteriormente descritos fueron derivados por los autores de resultados analíticos, a excepción de los marcados por *. Estos valores pueden ser considerados como $\Delta P\% / \Delta V\%$ y $\Delta Q\% / \Delta V\%$. Los valores de motor de inducción permite diferencias en el eje de carga de la característica torque-velocidad ($T = Kn^\beta$). Adicionalmente se realizaron simulaciones, donde establecieron diferentes tipos de circuitos con distintas configuraciones “típicas” de carga, arrojando resultados que proporcionaron la motivación de realizar las pruebas en la carga del sistema, para verificar su exactitud.

Unas de las principales expectativas que se tuvieron con estas pruebas:

- La variación de la potencia activa con respecto a la variación del voltaje ($\Delta P\% / \Delta V\%$) en el caso de la carga residencial se esperaba un valor un poco menor de 2, con la carga comercial se esperaba que fuera menor que la residencial y con la carga combinada se esperaba que estuviese entre las otras dos.
- La variación de la potencia reactiva con respecto a la variación del voltaje ($\Delta Q\% / \Delta V\%$) sea mayor que la variación de la potencia activa con respecto a la variación del voltaje ($\Delta P\% / \Delta V\%$) en todos los casos medidos.

- En todos los casos, la variación de la potencia activa con respecto a la variación del voltaje ($\Delta P\% / \Delta V\%$) debería ser mayor en la noche que en el día, por el porcentaje de iluminación.
- Las pruebas en primavera, darían una idea de la condición de la carga, ya que la carga de los calentadores y los aires acondicionados es despreciable.

Las consideraciones mas relevantes que se tuvieron fueron:

- Evitar las lecturas durante las horas 12:00 a 1:00p.m. y 6:00 a 7:00 p.m.
- Cada variación en un tap equivale a un cambio de 0,625 % en la tensión.

Los resultados obtenidos para las distintas estaciones pueden apreciar en la tabla 5.2, donde se especifica los valores para $\Delta P\% / \Delta V\%$ y $\Delta Q\% / \Delta V\%$, tanto en el día como en la noche. Los valores medidos, fueron basados en valores de tiempo promedio de la tensión y la potencia activa y reactiva en cada una de las pruebas donde la tensión bajado un 2,5%.

Tabla 5.2 Cambio porcentual de la potencia activa y reactiva por porcentaje del voltaje [9].

	$\Delta P\% / \Delta V\%$		$\Delta Q\% / \Delta V\%$	
	Día	Noche	Día	Noche
Residencial				
Primavera	-0,44	1,20	12,23	4,59
Verano	1,04	1,53	2,16	4,00
Invierno	-	-	-	-
Comercial				
Primavera	1,98	0,82	-18,94	-46,26
Verano	1,29	0,94	5,64	7,38
Invierno	1,74	1,51	3,32	-
Combinación residencial y comercial				
Primavera	0,55	0,93	8,87	4,38
Verano	0,56	2,06	2,92	5,56
Invierno	0,42	0,63	3,63	4,59

Nota: Los cambios positivos indican la reducción de la potencia (P o Q) con la reducción de voltaje.

Se pudo observar que la potencia reactiva de la carga comercial en primavera incrementaba con la reducción de la tensión. De acuerdo con el estudio, este valor fue debido probablemente a que los motores estaban ligeramente cargados. También, la potencia activa de la carga residencial en primavera incrementaba con la reducción del voltaje; las pruebas restantes mostraron reducción en la potencia activa y reactiva con la reducción de voltaje.

Los datos dieron aproximados a las predicciones analíticas, la diferencia fue que los $\Delta P\% / \Delta V\%$ resultaron menores y los $\Delta Q\% / \Delta V\%$ mayores a las previstos en los análisis previos. El amplio rango de valores de $\Delta P\% / \Delta V\%$ y $\Delta Q\% / \Delta V\%$ hicieron imposible decir que tipo de carga (residencial, comercial o combinación de las dos), modelaba mejor la demanda real para que

proporcionara un mayor cambio de la potencia activa o reactiva en todo tiempo del día o en todas las estaciones.

5.2. EFECTO DE LA REDUCCIÓN DE LA TENSIÓN EN LA CARGA EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

Este es un estudio realizado por la compañía de Gas y electricidad de San Diego, estados unidos en 1982 [10]. Como antecedentes a las pruebas descritas a continuación, en 1976 la comisión de servicios públicos de California (CPUC), dirigió un programa de reducción de voltaje como un auxilio para la conservación de la energía, la comisión creía que la conservación de energía en un largo tiempo se podría obtener manteniendo bajo el voltaje promedio de los usuarios. En 1979 la CPUC instituyó un nuevo rango de voltaje, cambiando el anterior margen de 126 – 114 V a 120 – 114 V.

En experiencias anteriores al trabajo presentado por la compañía de Gas y electricidad de San Diego, se ha presentado una relación 1:1 (normalizado) entre un cambio pequeño en el porcentaje del voltaje y un correspondiente cambio de la potencia; en áreas industriales donde predominan los motores, estas cargas muestran un incremento en la potencia de entrada con la reducción de de la tensión, aunque la energía consumida no fue medida por largo tiempo.

Las pruebas de este programa, comenzaron con 1978, involucrando seis circuitos de 12 kV, adicionaron otros cuatro en 1979 y un quinto en 1980. Los circuitos seleccionados poseían características: residenciales, comerciales, industriales y rurales. Para ello se equipó con instrumentos de medida cada circuito en las subestaciones y se redujo la tensión en 2,5% (cambia tap), por un periodo de 24 horas, retornando a la normalidad las siguientes 24 horas. Los datos fueron guardados en tabulaciones de 15 minutos, incluyendo los picos, promedios y totales para cada día.

Del grupo de once circuitos en estudio, ocho arrojaron resultados estadísticos significativos, los cuales se presentan en la tabla 5.3; donde “K” es el cambio del porcentaje de la energía consumida por un cambio del 1% en el voltaje y “D” es el cambio del porcentaje del pico de la demanda por un cambio del 1% en el voltaje.

Tabla 5.3 Resultados de la prueba de reducción de voltaje [10]

Circuito	Pico de deman da MW	Periodo de prueba	Composición de la carga por kWh anual				“K”	“D”
			% Res	% Com	% Ind	% Rural		
Clairmont 275	8,2	3/79-3/80	84	16	--	--	1,04	0,967
Encinitas 287	7,3	3/79-10/80	60	26	4	11	0,744	0,548
Felicità 471	6,5	1/79-12/79	87	12	--	1	0,983	*
Genessee 271	5,3	3/79-3/80	--	100	--	--	0,774	0,776
Imperial 156	8,4	3/79-2/80	63	34	--	3	0,825	0,94
Rincón 217	5,1	5/80-10/80	39	17	--	44	0,47	*

Scripps 435	7,6	12/77-6/79	60	39	1	--	0,77	0,67
Kettner 135	12,5	2/79-2/80	3	95	2	--	0,648	*

* Los valores individuales tiene un bajo significado estadístico, implicando incertidumbre en el resultado

Se puede observar de la tabla 5.3, que seis de los circuitos son similares en la composición de la carga, mientras que los otros dos son enteramente comerciales. Se encontró que los factores: porcentaje de energía residencial y porcentaje de energía comercial consumida; son los que predicen mejor la respuesta de la carga a un cambio de voltaje. Con base en las pruebas se decidió usar los valores de “K” y “D” que aparecen en la tabla 5.4 para circuitos normales residenciales y comerciales normales.

Tabla 5.4 Respuesta de la carga a el voltaje en el sistema de San Diego Gas & Electric Company (SDG&E) [10].

Tipo de Carga	“K”	“D”
Residencial	1,14	1,14
Comercial	0,26	0,08

Basados en los valores de la tabla 5.4, calcularon la respuesta de varias combinaciones para la carga, varando entre el 40 y el 100% la carga residencial, para así especular sobre la variación de voltaje en sus circuitos.

5.3. ESTUDIO COMPARADO DE LOS EFECTOS DE LA EMERGENCIA EN EL MEM¹ EN LAS CRISIS DEL AÑO 1989 / 2001(ARGENTINA)]

En argentina para el año 2004 se presento un déficit de energía en el cual se implemento el racionamiento por tención [11]. A continuación se describen la forma como representaron los hechos.

En los primeros cuatro meses del año 2004, el sistema argentino presentaba un riesgo de déficit de energía debido a:

- Restricciones a la disponibilidad de gas de la turbina por déficit de gas habiendo transporte remanente.
- Alto crecimiento demanda (10%).
- Baja disponibilidad Centrales Hidraulicas, Salto Grande y Yacyretá.
- Riesgo de incertidumbre en la disponibilidad de gas y generación térmica con líquidos.

Esto llevo a implementar medidas de emergencia en el sistema como:

- Máximo requerimiento térmico.
- Reducción de exportación a Uruguay sin respaldo.
- Reducción de tensiones de distribución (-5%).
- Importación de Brasil (a devolver, sin remuneración).
- Paso de 300 MW desde Brasil hacia Uruguay.
- Importación de Brasil con remuneración (300 MW para el SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y 200 MW para Uruguay).

¹ MEM: Mercado de Energía Mayorista (Argentina)

A raíz de la escasez de combustibles y reservas hidráulicas, a partir del lunes 29/03/04 a las 16:00 horas y por periodo de un día (hasta 30/03/04 a las 15:00 Horas), se debió disminuir la demanda en forma programada a través de una reducción de tensiones de distribución (33 y 13,2 kV). Esta reducción consistió en 5% respecto a niveles normalmente operados, sin originar cortes de suministro y sin que las tensiones descendieran a niveles menores que el límite inferior de la banda normal.

A continuación se presenta la tabla 5.5 con los efectos de la disminución de tensión, aclarando que no afecta la vida útil de artefactos eléctricos porque están preparados para este funcionamiento y que en general, es imperceptible para los usuarios

Tabla 5.5 . Efectos de la disminución de la tensión del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) [11].

TIPO DE DEMANDA	EFFECTIVIDAD	EFFECTO PARA EL USUARIO
Iluminación Calentamiento eléctrico (estufas, calefones)	Alta	Menor luminosidad Menor calor
Fuerza motriz (lavadoras, ventiladores, bombas, refrigeración)	Media (termostatos atemperan el efecto)	Menor velocidad Menor enfriamiento Menor caudal
Industrias	Media y baja (muchos controles automáticos atemperan el efecto)	Combinación de efectos anteriores

Estos resultados son basados en la respuesta que presenta cada uno de los diferentes tipos de carga (residencial, comercial e industrial) ante una variación en la tensión, en la figura 5.1 se observa la tendencia de esta variación para cada tipo de carga.

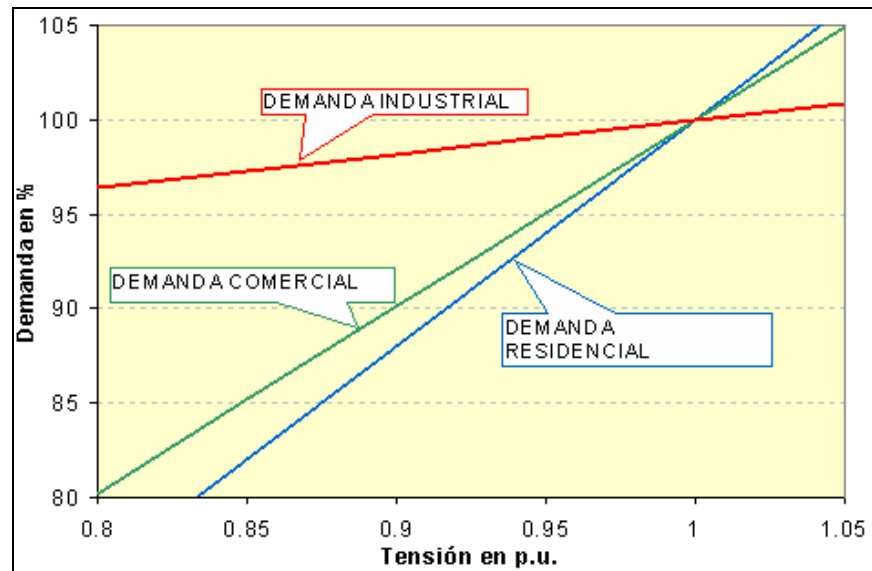


Figura 5.1 . Efecto de la variación de tensión en diferentes tipos de demanda [11].

A continuación se presenta un esquema de cómo se implementó la reducción de tensión en una barra de carga en los niveles de subtransmisión y distribución; la figura 5.2, muestra que en el nivel de subtransmisión (13,2 kV) se realizan las maniobras sobre los transformadores (cambia tap), al variar la posición de los tap's se cambian las tensiones en el nivel de distribución (33 y 13,2 kV); entonces al bajar la tensión en estos niveles en más o menos 5% las tensiones en los usuarios finales también bajan en la misma proporción como se presenta en la figura 5.3.

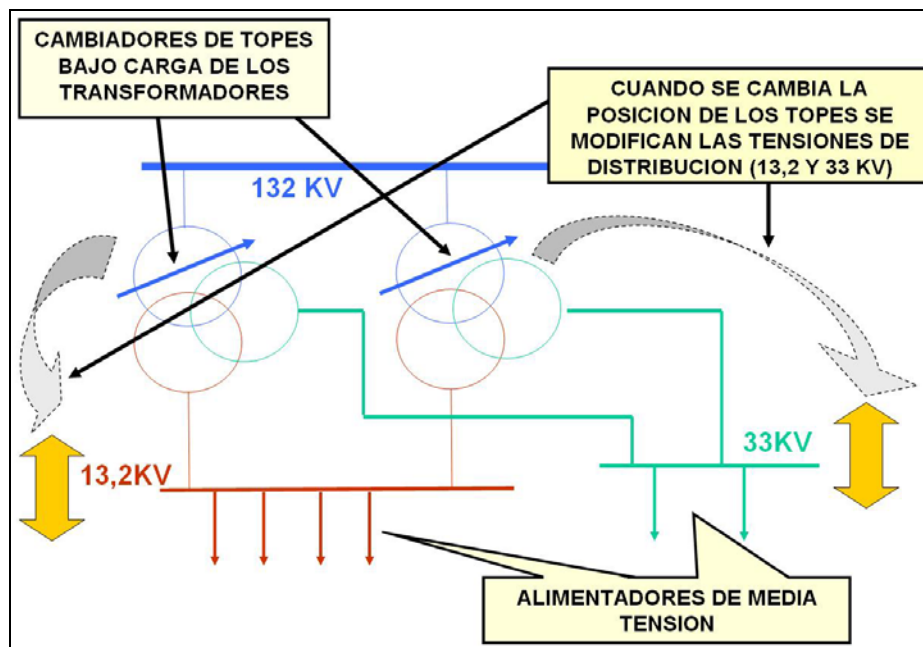


Figura 5.2 Estación transformadora donde se maniobra la reducción de tensión [11].

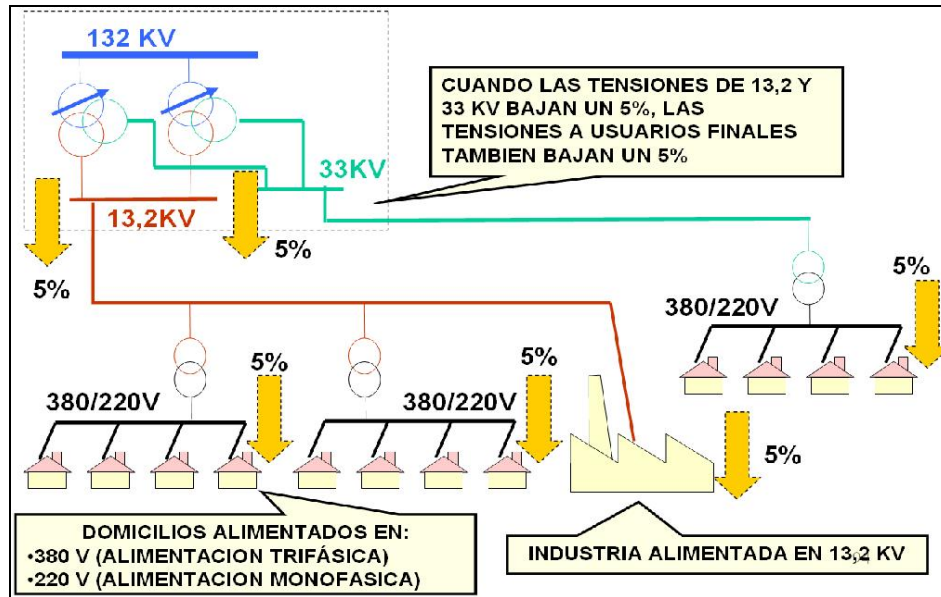


Figura 5.3 Efecto de reducción de tensión aguas debajo de cada E.T [11].

Debido a la modernización de equipos electrónicos destinados a uso doméstico, como televisores, pc, equipos de audio, etc., con fuente de alimentación regulada para rangos de tensión de 100 v a 240 v, estos son insensibles a las variaciones de tensión y por lo tanto no disminuyen su consumo con la reducción de tensión, pero hay que aclarar que esto representa un pequeña parte de la demanda afectada por la medida.

Este tipo de racionamiento contribuyo a un ahorro de más o menos 3% en la demanda para una reducción de la tensión del 5%, tal como lo muestra la figura 5.4;

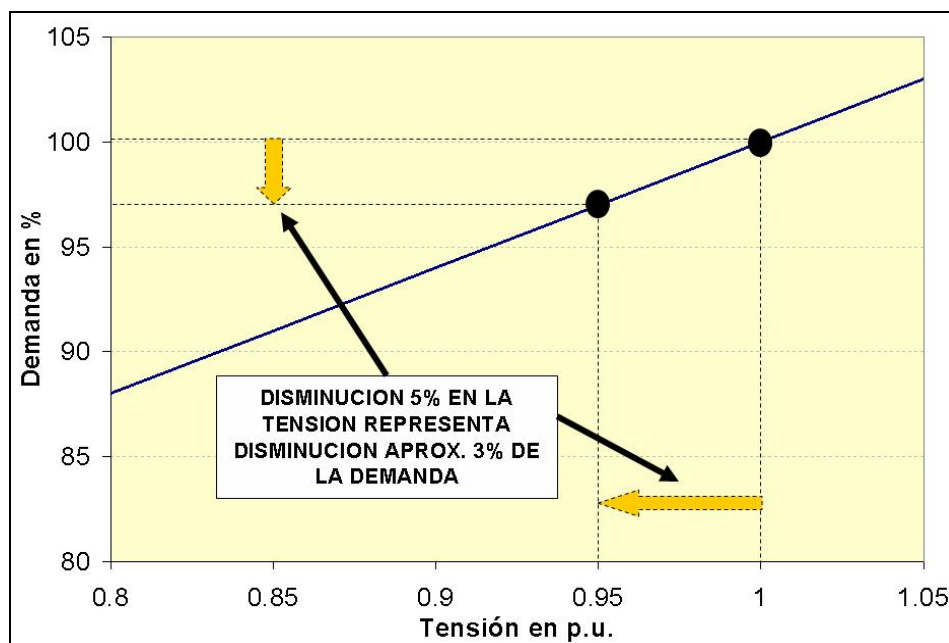


Figura 5.4 Efecto de la variación de tensión en la demanda global del SADI [11].

De la aplicabilidad de esta medida se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- La necesidad de reducción de tensión para lograr disminuir la demanda por escasez de oferta fue de uso esporádico (desde la creación del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) 1 día en los últimos 10 años).
- El recurso es efectivo ya que logra una disminución de la demanda sin interrumpir el servicio, sin afectar a los aparatos e insensible para el usuario
- No es aplicable en zonas que tienen bajas tensiones por insuficiencia de la red de distribución.

5.4. PLAN DE CONTINGENCIA PARA ADMINISTRAR LA CONDICIÓN DE DÉFICIT DE ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL ECUADOR [12]

Ante la delicada condición de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país vecino (ecuador) fue necesaria la realización de gestiones y acciones energéticas y eléctricas, con la finalidad de minimizar el riesgo de restricciones al servicio [12]. Con base en esto, se realizó un análisis de la influencia de la reducción de voltaje de las barras de carga en la demanda del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y cuantificar el correspondiente ahorro de energía.

Este trabajo se llevó a cabo, con base en los modelos estáticos de carga expresados por medio de funciones algebraicas directamente relacionadas con la magnitud del voltaje y de frecuencia en cualquier instante de tiempo; como lo representa la siguiente ecuación:

$$P = V^{mv} * f^{mf}$$

en donde:

V = Voltaje

f = frecuencia

mv = factor de influencia del voltaje en la demanda (existen valores típicos tanto para demanda residencial como industrial)

mf = factor de influencia de la frecuencia en la demanda (existen valores típicos tanto para demanda residencial como industrial)

Para este sistema en particular (Ecuador), los valores del factor de influencia de la tensión en la demanda para el caso industrial y residencial son 0,2 y 1,6 respectivamente, y para el factor de influencia de la frecuencia en la demanda para el caso industrial y residencial son 1,5 y 0 respectivamente. Se considera que el SNI presenta en su demanda una componente de 38 % residencial, 16 % comercial, 27 % industrial, y entre alumbrado público y otros el 19 % restante.

Teniendo en cuenta estas consideraciones en la demanda del SNI, se realizaron simulaciones para observar los posibles alcances de una reducción de 0,03 – 0,05 p.u. en la tensión de las barras de carga. Esto representa una disminución de 4.76 % aproximado en la demanda residencial mas la comercial y del 0.61 % en la demanda industrial, tal como se muestra en la tabla 5.6. La carga considerada para este estudio, es la máxima carga diaria, ya que es cuando la mayor parte de la carga esta conectada.

Tabla 5.6 Resultados de la disminución de la tensión del Sistema Nacional Interconectado (SNI), según el modelo estático de la carga [12].

Voltaje SIN (p.u.)	Frecuencia (p.u.)	Demanda (MW)				Ahorro por bajo voltaje (MW)	
		Total	Res + Com	Ind	Alumbrado y otros	Res + Com	Ind
1,00	1,00	2.237,30	1.208,14	604,07	425,09		
0,97	1,00	2.176,16	1.150,68	600,40	425,09	57,47	3,67
0,95	1,00	2.135,94	1.112,95	597,91	425,09	95,19	6,17

Se tendría una disminución en la demanda horaria que representaría una baja en la demanda de energía diaria del orden 950 MWh/día, según como lo indica la tabla 5.7, que muestra las variaciones de la carga, cuando los voltajes en todas las barras de carga disminuyen a 0,97 p.u. para un día laborable. También se puede observar que el porcentaje de energía ahorrado de la demanda horaria no es constante en los 24 periodos, queriendo decir que, la composición de la carga varía en el día, dependiendo si la carga es más residencial, comercial o industrial.

Tabla 5.7 Respuesta horaria a raíz de la disminución de la tensión del Sistema Nacional Interconectado (SNI) [12].

Hora	Demanda total en los puntos de energía (MW)	Ahorro de Energía (MW)		% Energía Ahorada	
		Dem. Residencial	Dem. Comercial e Industrial	% residencial	% Comercial e Industrial
01:00	1139,8	7,8	3,84	1,201	0,783
02:00	1109,4	9,35	4,6	1,479	0,964
03:00	1090,3	8,55	4,21	1,376	0,898
04:00	1080,4	7,31	3,6	1,187	0,775
05:00	1127,7	9,9	4,88	1,540	1,006
06:00	1290,6	20,09	9,9	2,731	1,784
07:00	1328,8	4,15	2,04	0,548	0,357
08:00	1386	11,84	5,83	1,499	0,978
09:00	1556,2	16,83	8,29	1,897	1,239
10:00	1667	19,67	9,69	2,070	1,352
11:00	1728,1	22,83	11,25	2,318	1,514
12:00	1759,3	18,72	9,22	1,867	1,219
13:00	1733,4	15,73	7,75	1,592	1,040
14:00	1764,9	28,47	14,02	2,830	1,847
15:00	1816,7	26,05	12,83	2,516	1,642
16:00	1782,3	17,53	8,63	1,726	1,126
17:00	1726,1	14,27	7,03	1,450	0,947
18:00	1667	2,16	1,06	0,227	0,148
19:00	2274,8	39,13	19,27	3,018	1,970
20:00	2235,3	23,87	11,76	1,873	1,223
21:00	2098,9	21,75	10,71	1,818	1,187
22:00	1874,4	18,14	8,94	1,698	1,109
23:00	1638,4	17,12	8,43	1,833	1,197
00:00	1408,7	11,18	5,51	1,392	0,910
	38284,5	392,44	193,29	1,798	1,174

Asumiendo un comportamiento lineal, la disminución de un 1% del voltaje corresponde a un ahorro en la demanda de 316 MWh por día. La disminución del voltaje en 3% equivale a la operación continua de una unidad de 39 MW en el Sistema. De datos registrados por el operador del sistema ecuatoriano el ahorro máximo diario por disminución de voltaje fue de 560 MWh que equivale a la operación continua de una unidad de 23 MW en el Sistema.

Para la aplicación de esta medida (reducción de los perfiles de voltaje), el CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA (CENACE) como entidad encargada de la operación de SNI, coordina con las empresas de transmisión y de distribución todas aquellas maniobras que sean necesarias para el buen desempeño de la misma.

Como dato adicional, en el sistema venezolano se ha aplicado esta medida como una forma de racionamiento; comentario de La Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS – CNG) “efectivamente la hemos utilizado en ciertas zonas con resultados en la reducción de la demanda entre el 1% y 2%. Sin embargo estos resultados no se pueden extrapolar a cualquier área ya que

dependerá del tipo de carga predominante en cada sistema y esto es diferente en cada país”.

Aquí, en este capítulo se obtuvo un punto de partida para establecer la viabilidad de la medida de racionamiento aplicando la reducción de tensión en el sistema interconectado nacional (SIN), ya que, se ha revisado que al variar el voltaje la carga también presenta variaciones y además se considera que esta medida tiene buenos resultados en su implementación y no representa inconvenientes mayores a los usuarios finales.

La propuesta de la metodología de implementación como tal de esta medida se establece en el capítulo 7.

5.5. REGULACIÓN VIGENTE

A continuación se enuncian las principales consideraciones que contempla la Comisión de Regulación de Energía y Gas (C.R.E.G) en cuanto al racionamiento en Colombia [13].

Resolución No. 119(Diciembre 01 de 1998): Por la cual se modifican y complementan algunas de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-217 de 1997, que establece el Estatuto de Racionamiento, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 1o. Definiciones

Racionamiento de Emergencia. Déficit originado en una limitación técnica, causada por la pérdida en tiempo real de operación de una o varias unidades o plantas de generación, o la salida forzada de activos de transporte de energía, que implican que no es posible cubrir la demanda total esperada del Sistema Interconectado Nacional con cobertura regional o nacional.

Racionamiento Programado. Déficit originado en una limitación técnica identificada (incluyendo la falta de recursos energéticos) o en una catástrofe natural, que implica que el parque de generación sea insuficiente para cubrir la demanda total esperada del Sistema Interconectado Nacional.

Racionamiento Programado con Cobertura Nacional. Déficit originado en una limitación técnica identificada o en una catástrofe natural, que implica que el parque de generación sea insuficiente para cubrir la demanda total esperada del Sistema Interconectado Nacional y que sea técnicamente posible distribuir el déficit a nivel nacional.

Racionamiento Programado con Cobertura Regional. Déficit originado en una limitación técnica identificada o en una catástrofe natural, que implica que el parque de generación es insuficiente para cubrir la demanda total esperada del Sistema Interconectado Nacional y que no sea técnicamente posible distribuir el déficit a nivel nacional.

ARTICULO 3o. DECLARACION DE RACIONAMIENTO PROGRAMADO. El proceso de Declaración de Racionamiento se iniciará cuando tenga ocurrencia una de las siguientes situaciones:

- Quando durante cinco (5) días, de los últimos siete (7) días calendario, el promedio aritmético de los valores del Precio en la Bolsa de Energía para el Mercado Doméstico, correspondientes a los períodos de las 9 a las 12 horas y de las 18 a las 21 horas, iguale o supere el Precio Umbral².
- Quando de los análisis sobre la situación energética del SIN de corto, mediano y largo plazo elaborados por el CND, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el Reglamento de Operación y los criterios y supuestos que defina el CNO, se concluya que es necesario aplicar un Racionamiento Programado.
- Quando se prevea que un Racionamiento de Emergencia, se prolongará por un período superior a quince (15) días, de acuerdo con el siguiente procedimiento de evaluación: cuando un Racionamiento de Emergencia supere los tres días continuos, el CNO junto con el CND, deberán evaluar la situación el cuarto día y establecer si la emergencia tendrá una duración superior a los quince (15) días continuos; si se establece que el Racionamiento de Emergencia sobrepasará los quince (15) días continuos, el CNO junto con el CND inmediatamente declararán el Racionamiento Programado, con base en las disposiciones de la presente Resolución. El Racionamiento de Emergencia se seguirá aplicando hasta el día anterior en que entre en vigencia el Racionamiento Programado.

Artículo 8o. Distribución del racionamiento programado. De tomarse la decisión de racionar, el CND informará a todos los comercializadores el porcentaje de racionamiento asignado (η), con el objeto de que estas empresas implementen o adecuen sus programas de racionamiento y coordinen con las empresas que operen físicamente activos en el STN, en los STR's o en los SDL's, que tengan usuarios finales conectados, el programa de interrupción de circuitos. Dichas interrupciones se efectuarán de acuerdo con la siguiente guía de prioridades:

Tabla 5.8 Distribución del racionamiento programado [13]

MR (%)	Aplicación del Racionamiento por tipo de Circuito (η).
$1,5\% < MR \leq 3,0\%$	Residenciales y Oficiales
$3,0\% < MR \leq 5,0\%$	Residenciales, Oficiales y Comerciales (exceptuando los usuarios no regulados eléctricamente aislables)
$5,0\% < MR \leq 10,0\%$	Residenciales, Oficiales, Comerciales e Industriales (exceptuando los usuarios no regulados eléctricamente aislables)

² Precio Umbral. Es el costo equivalente al primer segmento de la Curva de Costos de Racionamiento definida por la UPME

MR > 10,0%	Residenciales, Industriales y eléctricamente aislables.	Oficiales, Usuarios no regulados	Comerciales, no regulados
----------------------	---	--	------------------------------

donde:

MR: Magnitud Racionamiento Declarado (Expresado en Porcentaje con respecto a la Demanda Total).

η : Porcentaje Promedio Semanal de Energía a racionar por Circuito.

PARAGRAFO. Racionamientos iguales o inferiores a 1,5%, serán manejados operativamente afectando el Voltaje de suministro de electricidad en el SIN. Para aplicar este racionamiento se procederá de acuerdo con las siguientes disposiciones:

- a) El CND evaluará la necesidad de aplicar este tipo de racionamiento en forma preventiva y previa a la declaración de un Racionamiento Programado, o si su aplicación debe postergarse hasta que se declare el Racionamiento Programado. Al respecto emitirá concepto con recomendaciones específicas sobre su duración y magnitud.
- b) Dicho concepto será enviado inmediatamente al Ministro de Minas y Energía, a la CREG y al Presidente del CNO, quien citará a reunión extraordinaria de dicho organismo con el fin de analizar la situación y emitir concepto sobre la necesidad de aplicar este tipo de racionamiento, su magnitud y su duración;
- c) Si el CNO emite concepto favorable su aplicación será: i) efectiva a partir del día siguiente, en caso de que la medida sea de carácter preventivo; o ii) efectiva a partir del día siguiente a la declaración del Racionamiento Programado.
- d) El racionamiento de que trata este párrafo será coordinado por el CND y los CRD's; manejado operativamente por los transportadores.
- e) La suspensión de esta medida se efectuará previa decisión del CNO si es de carácter preventivo, o cuando cese el Racionamiento Programado.

Como se observó anteriormente el racionamiento por reducción de tensión en el sector energético colombiano no tiene una aplicabilidad para casos superiores al 1,5 % según la regulación. Como se pudo ver, en otros países como Argentina, Ecuador, entre otros, si contemplan esta medida a una mayor magnitud.

6. ESTUDIOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL STN

Unos de los objetivos de este trabajo, es observar los alcances en la disminución de demanda, al aplicar el racionamiento por reducción de tensión en el sistema de transmisión nacional (STN). Para esto, se tiene en cuenta toda la red que conforma el STN. La idea es mirar el comportamiento de las potencias en las barras donde se agregan las cargas, los elementos de sub-transmisión y los usuarios finales.

Para este trabajo se utilizó el DigSILENTTM, que es el software que utiliza el Centro Nacional de Despacho (CND) en los procesos de simulación, (planeamiento operativo eléctrico, despacho económico y redespacho mediante el análisis eléctrico, entre otros). Estos resultados son valores que se acercan mucho a la realidad gracias al modelo que se tiene de las componentes del sistema (Anexo 1).

6.1. CASO PARA LA DESCRIPCIÓN DEL MODELO

En este numeral se detalla en un pequeño sistema de prueba para mostrar las características, cálculos y simulaciones típicas para determinar racionamiento de potencia por voltaje, los cuales luego se aplican al sistema STN.

6.1.1. Descripción del Sistema de prueba

La red eléctrica de prueba consta de un equivalente externo que alimenta una barra de 110 kV, de la cual se desprenden dos transformadores de iguales características, que energizan dos barras independientes de 13,8 kV. A cada una de estas barras 13,8 kV se asocia una carga de 10 MW, 5 MVAR, con parámetros Kpu y Kqu de 1,6 y 1,8 respectivamente. Ver figura 6.1.

6.1.2. Resultados en el Sistema de prueba para posiciones neutrales y sin dependencia de la carga con la tensión

En la figura 6.1, se detalla el resultado del análisis de flujo de carga en posición nominal de los cambiadores de tomas y sin considerar dependencia de la carga con la tensión. Puede observarse que al no tener activa la funcionalidad de dependencia de la carga con la tensión para la solución del flujo de carga, el valor resultante de demanda activa y reactiva en cada una de las cargas son los valores nominales (10 MW y 5 MVAR), siendo así correspondiente con la definición del modelo de carga según las siguientes ecuaciones.

$$P(V) = P_0 * \left(\frac{V}{V_0}\right)^{K_{pu}} \Rightarrow P(V) = 10MW * \left(\frac{0.97 pu}{1 pu}\right)^0 = 10MW$$

$$Q(V) = Q_0 * \left(\frac{V}{V_0}\right)^{K_{qu}} \Rightarrow Q(V) = 5MVAR * \left(\frac{0.97 pu}{1 pu}\right)^0 = 5MVAR$$

Al considerar que $K_{pu} = K_{qu}$ son iguales a cero, por no tener activa la dependencia de la carga con el voltaje.

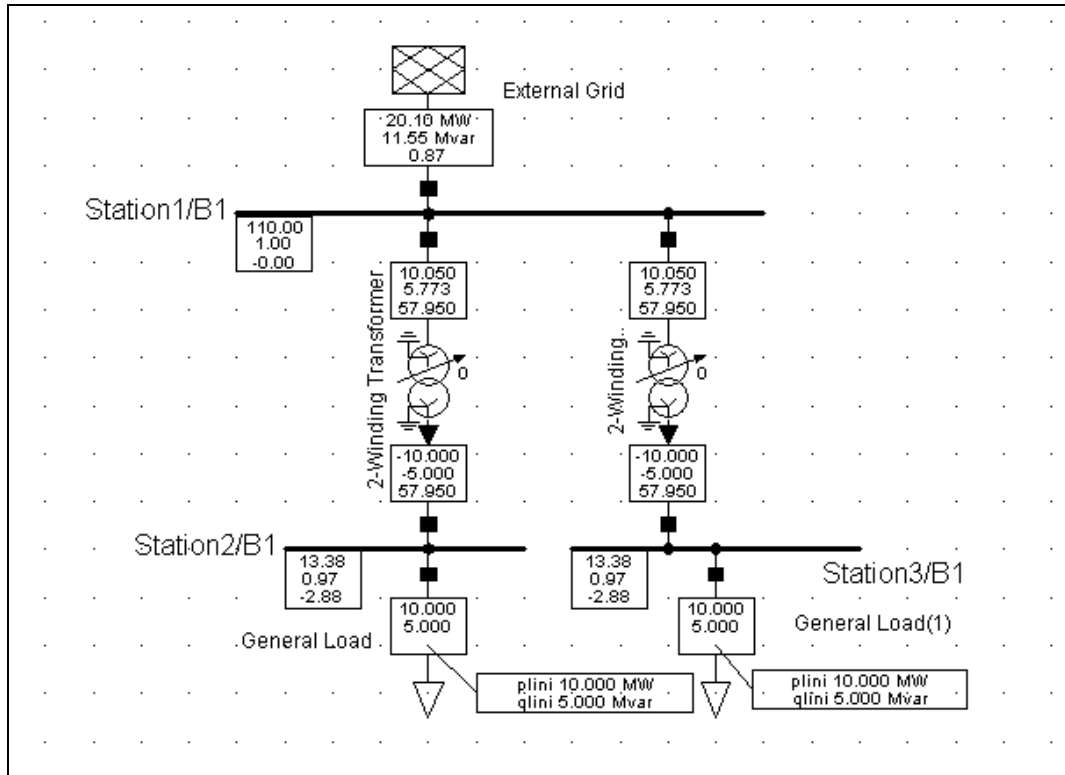


Figura 6.1 Diagrama Unifilar del sistema de prueba para la posición neutral de los cambiadores de tomas

6.1.3. Resultados en el Sistema de prueba para posiciones neutrales y con dependencia de la carga con la tensión

Para este caso se detalla el resultado del análisis de flujo de carga en posición nominal de los cambiadores de tomas y considerando dependencia de la carga con la tensión. Puede observarse que al tener activa la funcionalidad de dependencia de la carga con la tensión para la solución del flujo de carga, el valor resultante de demanda activa y reactiva en cada una de las cargas es de 9,54 MW y 4,74 MVAR, difiriendo de los valores nominales, por la relación que se presenta entre la carga y la tensión, como lo representan las siguientes ecuaciones:

$$P(V) = P_0 * \left(\frac{V}{V_0}\right)^{K_{pu}} \Rightarrow P(V) = 10MW * \left(\frac{0.9713pu}{1pu}\right)^{1.6} = 9.545MW$$

$$Q(V) = Q_0 * \left(\frac{V}{V_0}\right)^{K_{qu}} \Rightarrow Q(V) = 5MVAR * \left(\frac{0.9713pu}{1pu}\right)^{1.8} = 4.745MVAR$$

Al considerar que $K_{pu} = 1,6$ $K_{qu} = 1,8$ que son los valores utilizados en el modelo utilizado por el CND (ver Anexo).

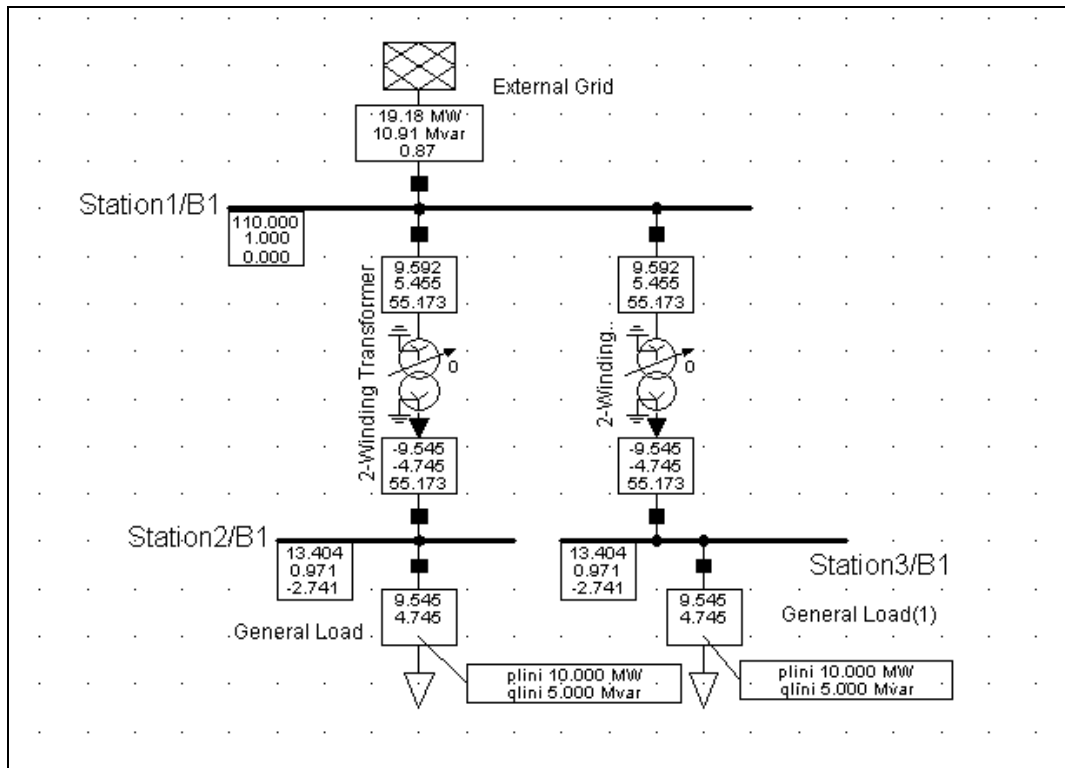


Figura 6.2 Diagrama Unifilar del sistema de prueba para la posición neutral de los cambiadores de tomas

Se observa que no hay diferencia en los cálculos entre el modelo matemático y la corrida del flujo de carga del programa utilizado.

6.1.4. Resultados en el Sistema de prueba presentando variaciones de los taps y con dependencia de la carga con la tensión

En este caso se realiza la maniobra de subir el tap en uno de los transformadores y bajarlo en el otro. Se puede observar la variación de la carga con respecto a la tensión en los dos casos; en la carga a la cual se le subió el tap, el nivel de tensión en el lado de baja disminuye (11,9058 kV) por ende el valor de la carga también baja (7,895 MW y 3,833 MVAR).

$$P(V) = P_0 * \left(\frac{V}{V_0}\right)^{K_{pu}} \Rightarrow P(V) = 10MW * \left(\frac{0.8627 pu}{1 pu}\right)^{1.6} = 7.895MW$$

$$Q(V) = Q_0 * \left(\frac{V}{V_0}\right)^{K_{qu}} \Rightarrow Q(V) = 5MVAR * \left(\frac{0.8627 pu}{1 pu}\right)^{1.8} = 3.833MVAR$$

Mientras que en el caso el cual se baja el tap, el nivel de tensión en el lado de baja aumenta (15,3329 kV), por ende el valor de la carga también aumenta (11,836 MW y 6,044 MVAR).

$$P(V) = P_0 * \left(\frac{V}{V_0}\right)^{K_{pu}} \Rightarrow P(V) = 10MW * \left(\frac{1.111 pu}{1 pu}\right)^{1.6} = 11.836MW$$

$$Q(V) = Q_0 * \left(\frac{V}{V_0}\right)^{K_{qu}} \Rightarrow Q(V) = 5MVAR * \left(\frac{1.111 pu}{1 pu}\right)^{1.8} = 6.044MVAR$$

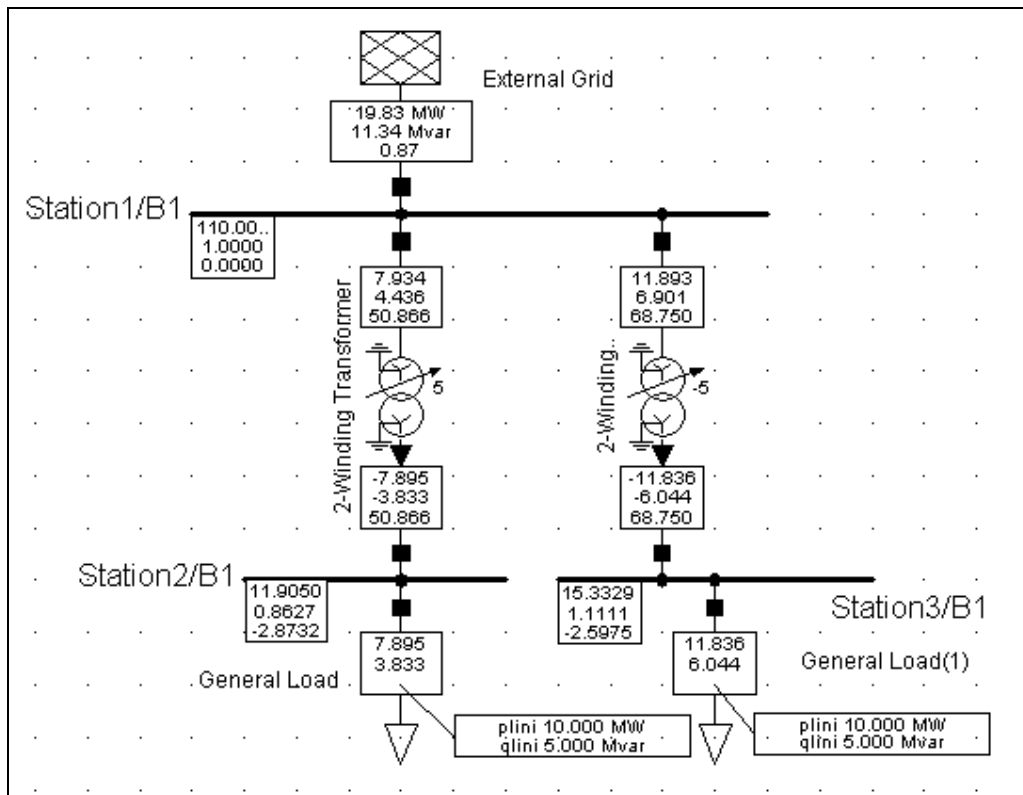


Figura 6.3 Diagrama Unifilar del sistema de prueba para las variaciones en la posición de los cambiadores de tomas

Como resumen para este caso del sistema de prueba, se presenta que hay un ahorro en potencia neto de 0,269 MW, debido a que la carga programada o nominal es de 20 MW y la carga total obtenida por el programa y los cálculos manuales es de 19,731 MW (7,895 + 11,836 MW).

Sobra aclarar que los niveles de tensión resultantes en este último caso, para ambas cargas, están por fuera de los márgenes permitidos en la operación diaria del SIN y solo son válidos como parte teórica de este ejercicio.

6.2. FLUJO DE CARGA DEL SISTEMA COLOMBIANO EN CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN

Como primer paso para este análisis, se partió por conocer las condiciones normales de las principales variables y los factores más relevantes en la operación para los tres tipos de demanda (máxima, media y mínima) en un día de la semana. El flujo de carga arroja los siguientes resultados para el periodo de máxima demanda; a continuación se presentan dos tablas en las cuales reflejan los resultados del flujo de potencia sin considerar y considerando la dependencia de la carga con la tensión.

Tabla 6.1 Resumen general del flujo de carga demanda máxima para el SIN Colombiano sin considerar la dependencia de la carga con la tensión

Load Flow Calculation				Total System Summary			
Balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergency	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits	No			Nodes	1.00 kVA		
				Model Equations	0.10 %		
Total System Summary				Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:	
						/ 1	
No. of Substations	391	No. of Busbars	770	No. of Terminals	512	No. of Lines	630
No. of 2-w Trfs.	239	No. of 3-w Trfs.	215	No. of syn. Machines	98	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	371	No. of Shunts	63	No. of SVS	1		
Generation	= 8334.99 MW	2011.89 Mvar		8574.37 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Load P(U)	= 8108.69 MW	2937.09 Mvar		8624.23 MVA			
Load P(Un)	= 8108.69 MW	2937.09 Mvar		8624.23 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 226.30 MW	-2409.16 Mvar					
Line Charging	=	-5424.18 Mvar					
Compensation ind.	=	2394.11 Mvar					
Compensation cap.	=	-910.15 Mvar					
Installed Capacity	= 9960.81 MW						
Spinning Reserve	= 1625.82 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.97 [-]						
Load/Motor	= 0.94 / 0.00 [-]						

Tabla 6.2 Resumen general del flujo de carga demanda máxima para el SIN Colombiano considerando la dependencia de la carga con la tensión

Load Flow Calculation				Total System Summary			
Balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergency	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits	No			Nodes	1.00 kVA		
				Model Equations	0.10 %		
Total System Summary				Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:	
						/ 1	
No. of Substations	391	No. of Busbars	770	No. of Terminals	512	No. of Lines	630
No. of 2-w Trfs.	239	No. of 3-w Trfs.	215	No. of syn. Machines	98	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	371	No. of Shunts	63	No. of SVS	1		
Generation	= 8306.87 MW	1805.05 Mvar		8500.72 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Load P(U)	= 8096.72 MW	2916.38 Mvar		8605.93 MVA			
Load P(Un)	= 8108.69 MW	2937.09 Mvar		8624.23 MVA			
Load P(Un-U)	= 11.97 MW	20.71 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 210.16 MW	-2651.00 Mvar					
Line Charging	=	-5512.05 Mvar					
Compensation ind.	=	2438.42 Mvar					
Compensation cap.	=	-898.75 Mvar					
Installed Capacity	= 9960.81 MW						
Spinning Reserve	= 1653.94 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.98 [-]						
Load/Motor	= 0.94 / 0.00 [-]						

Ahora, se realiza el mismo procedimiento para el periodo de demanda media, los flujos de carga arrojan los siguientes resultados

Tabla 6.3 Resumen general del flujo de carga demanda media para el SIN Colombiano sin considerar la dependencia de la carga con la tensión

Load Flow Calculation				Total System Summary			
Balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergency	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits	No			Nodes		1.00 kVA	
				Model Equations		0.10 %	
Total System Summary				Study Case: SIN-Dem Media			
				Annex: / 1			
No. of Substations	391	No. of Busbars	770	No. of Terminals	512	No. of Lines	630
No. of 2-w Trfs.	239	No. of 3-w Trfs.	215	No. of syn. Machines	56	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	371	No. of Shunts	59	No. of SVS	1		
Generation	= 6092.26 MW	1145.71 Mvar		6199.06 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Load P(U)	= 5914.11 MW	2146.75 Mvar		6291.68 MVA			
Load P(Un)	= 5914.11 MW	2146.75 Mvar		6291.68 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Grid Losses	= 178.15 MW	-2976.57 Mvar		0.00 MVA			
Line Charging	=	-5266.74 Mvar					
Compensation ind.	=	2592.82 Mvar					
Compensation cap.	=	-617.30 Mvar					
Installed Capacity	= 6904.28 MW						
Spinning Reserve	= 812.02 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.98	[-]					
Load/Motor	= 0.94 / 0.00	[-]					

Tabla 6.4 Resumen general del flujo de carga demanda media para el SIN Colombiano considerando la dependencia de la carga con la tensión

Load Flow Calculation				Total System Summary			
Balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergency	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits	No			Nodes		1.00 kVA	
				Model Equations		0.10 %	
Total System Summary				Study Case: SIN-Dem Media			
				Annex: / 1			
No. of Substations	391	No. of Busbars	770	No. of Terminals	512	No. of Lines	630
No. of 2-w Trfs.	239	No. of 3-w Trfs.	215	No. of syn. Machines	56	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	371	No. of Shunts	59	No. of SVS	1		
Generation	= 6065.89 MW	1016.60 Mvar		6150.49 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Load P(U)	= 5895.16 MW	2127.17 Mvar		6267.20 MVA			
Load P(Un)	= 5914.11 MW	2146.75 Mvar		6291.68 MVA			
Load P(Un-U)	= 18.95 MW	19.58 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 170.73 MW	-3142.60 Mvar					
Line Charging	=	-5341.44 Mvar					
Compensation ind.	=	2635.13 Mvar					
Compensation cap.	=	-603.10 Mvar					
Installed Capacity	= 6904.28 MW						
Spinning Reserve	= 838.39 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.99	[-]					
Load/Motor	= 0.94 / 0.00	[-]					

Por ultimo, se corren las simulaciones para el periodo de demanda mínima, los flujos de carga arrojan los siguientes resultados

Tabla 6.5 Resumen general del flujo de carga demanda mínima para el SIN Colombiano sin consideran la dependencia de la carga con la tensión

Load Flow Calculation				Total System Summary			
Balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergency	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits	No			Nodes	1.00 kVA		
				Model Equations	0.10 %		
Total System Summary				Study Case: SIN-Dem Mínima			
				Annex: / 1			
No. of Substations	391	No. of Busbars	770	No. of Terminals	512	No. of Lines	630
No. of 2-w Trfs.	239	No. of 3-w Trfs.	215	No. of syn. Machines	43	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	371	No. of Shunts	48	No. of SVS	1		
Generation	= 4509.06 MW	263.45 Mvar		4516.75 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Load P(U)	= 4418.43 MW	1607.74 Mvar		4701.85 MVA			
Load P(Un)	= 4418.43 MW	1607.74 Mvar		4701.85 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 90.62 MW	-3970.89 Mvar					
Line Charging	=	-5394.39 Mvar					
Compensation ind.	=	2690.93 Mvar					
Compensation cap.	=	-64.32 Mvar					
Installed Capacity	= 5608.38 MW						
Spinning Reserve	= 1099.32 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.94 / 0.00 [-]						

Tabla 6.6 Resumen general del flujo de carga demanda media para el SIN Colombiano considerando la dependencia de la carga con la tensión

Load Flow Calculation				Total System Summary			
Balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergency	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits	No			Nodes	1.00 kVA		
				Model Equations	0.10 %		
Total System Summary				Study Case: SIN-Dem Mínima			
				Annex: / 1			
No. of Substations	391	No. of Busbars	770	No. of Terminals	512	No. of Lines	630
No. of 2-w Trfs.	239	No. of 3-w Trfs.	215	No. of syn. Machines	43	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	371	No. of Shunts	48	No. of SVS	1		
Generation	= 4507.17 MW	251.51 Mvar		4514.18 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Load P(U)	= 4417.86 MW	1608.07 Mvar		4701.42 MVA			
Load P(Un)	= 4418.43 MW	1607.74 Mvar		4701.85 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.57 MW	-0.33 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 89.31 MW	-3984.92 Mvar					
Line Charging	=	-5398.00 Mvar					
Compensation ind.	=	2692.98 Mvar					
Compensation cap.	=	-64.61 Mvar					
Installed Capacity	= 5608.38 MW						
Spinning Reserve	= 1101.21 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.94 / 0.00 [-]						

En este resumen general, se puede observar el número de elementos que intervienen activamente en el flujo de carga y da una idea general sobre el balance generación – demanda. Para cada uno de los periodos, como dato particular la mayor parte de los reactivos que necesita del sistema son producidos por las líneas de transmisión. Se destaca que al realizar los flujos de carga considerando la dependencia de la carga con la tensión, se nota una disminución en la potencia de la carga.

En el anexo 2, se presenta un resumen según las áreas y sub-áreas establecidas por el CND, donde se presenta las características anteriormente vistas para el sistema pero esta vez área por área para cada una de las tres demandas. La creación de estas se debió a la topología del sistema, para tener un mejor manejo en cuanto a la seguridad y confiabilidad del mismo.

Con base a estos resúmenes por áreas se obtuvo las siguientes tablas:

Tabla 6.7 Resumen de la generación por áreas del flujo de carga

Áreas	Generación (MW)					
	Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
	S.C.D.C*	C.D.C**	S.C.D.C*	C.D.C**	S.C.D.C*	C.D.C**
Antioquia	1728,5	1728,5	1698,5	1698,5	1623,5	1623,5
Atlántico	670	670	180	180	180	180
Bogotá	178	178	0	0	0	0
Bolívar	110	110	0	0	0	0
CQR	275	275	165	165	0	0
Cauca – Nariño	45	45	0	0	0	0
Cerromatoso	332	332	309	309	82	82
Chivor	2010	2010	1650	1650	1230	1230
Córdoba – Sucre	0	0	0	0	0	0
GCM	0	0	0	0	0	0
Huila – Caquetá	390	390	130	130	130	130
Meta	0	0	0	0	0	0
Nordeste	313	313	150	150	150	150
Pagua	480	480	0	0	0	0
STN 500	0	0	0	0	0	0
San Carlos	1169,37	1141,37	1208,76	1182,39	580,56	578,67
Tolima	47	47	42	42	0	0
Valle del Cauca	587	587	559	559	533	533
Total	8334,87	8306,87	6092,26	6065,89	4509,06	4507,17

*S.C.D.C: Sin considerar dependencia de la carga con la tensión.

**C.D.C: Considerando dependencia de la carga con la tensión.

Tabla 6.8 Resumen de la demanda por áreas del flujo de carga

Áreas	Demanda (MW)					
	Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
	S.C.D.C*	C.D.C**	S.C.D.C*	C.D.C**	S.C.D.C*	C.D.C**
Antioquia	1500	1513,58	1085,82	1098,15	805	810,27
Atlántico	555,89	528,87	422,3	396,43	323,97	323,17
Bogotá	1906,35	1932,18	1379,97	1407,8	1023,08	1009,18
Bolívar	345,06	329,4	249,978	248,44	185,18	183,56
CQR	511,61	498,84	370,34	367,46	274,57	269,77
Cauca – Nariño	321,36	324,39	232,62	229,21	172,46	174,03
Cerromatoso	149,9	152,25	133,01	131,81	121,55	122,55
Chivor	0	0	0	0	0	0
Córdoba – Sucre	270,43	262,26	195,76	187,65	145,13	145,05
GCM	347,82	340,46	251,78	247,18	186,66	190,13
Huila – Caquetá	144,92	141,2	104,91	104,43	77,77	77,48
Meta	100,09	104,17	72,45	75,15	53,71	55,07
Nordeste	775,24	768,69	561,18	536,7	416,05	415,46
Pagua	0	0	0	0	0	0
STN 500	0	0	0	0	0	0
San Carlos	0	0	0	0	0	0
Tolima	201,92	194,14	146,16	143,93	108,36	106,42
Valle del Cauca	978,11	1006,29	708,03	724,81	524,92	535,83
Total	8108,7	8096,72	5914,308	5899,15	4418,41	4417,97

*S.C.D.C: Sin considerar dependencia de la carga con la tensión.

**C.D.C: Considerando dependencia de la carga con la tensión.

De los cuadros anteriores se puede observar que unas áreas son más fuertes que otras en cuanto generación se trata, como es el caso de: Antioquia, Chivor,

San Carlos y Valle del cauca; donde chivor y San Carlos son áreas exclusivas de generación y ubicadas en la parte central del país. También se aprecia que la mayor carga por área se presenta en bogota y luego le sigue Antioquia. La red de 500 kV, es una ruta de gran ayuda para transportar la potencia del centro del país a la para la parte norte del sistema colaborando con las cargas de Bolívar, Córdoba – Sucre y GCM (Guajira, Cesar y Magdalena) principalmente.

Se observa que algunas áreas caso de Antioquia, Bogotá, Meta y Valle del Cauca no presentaron una disminución en la demanda al realizar la flujo de carga considerando la dependencia de la carga con la tensión, pero un punto importante para destacar es que tanto la generación y la demanda presentan una disminución total para los tipos de demanda analizados, lo que indica que en primera instancia si es factible aplicar una reducción en la tención para obtener un ahorro de energía.

6.3. CASO DE ESTUDIO

Ya determinado el flujo de carga general del sistema, se decide a trabajar con un área específica, debido a que la aplicabilidad de esta medida también se puede efectuar a un área en particular sin involucrar el resto del sistema.

A continuación se presenta un diagrama del área Atlántico (figura 6.4); se decidió escoger esta área principalmente por que fue una de las que presento un comportamiento mas favorable al realizar la corrida del flujo de carga considerando la dependencia de la carga con la tensión; como características de esta área, se encuentra ubicada en la parte norte del sistema con 43 subestaciones, 42 cargas, 48 líneas, 7 maquinas sincrónicas; la gran parte por no decir que toda la generación es térmica y estos factores en caso de un déficit de potencia (ya sea por falta de agua y/o gas) harían que esta área se viera afectada y fuera necesario utilizar la medida.

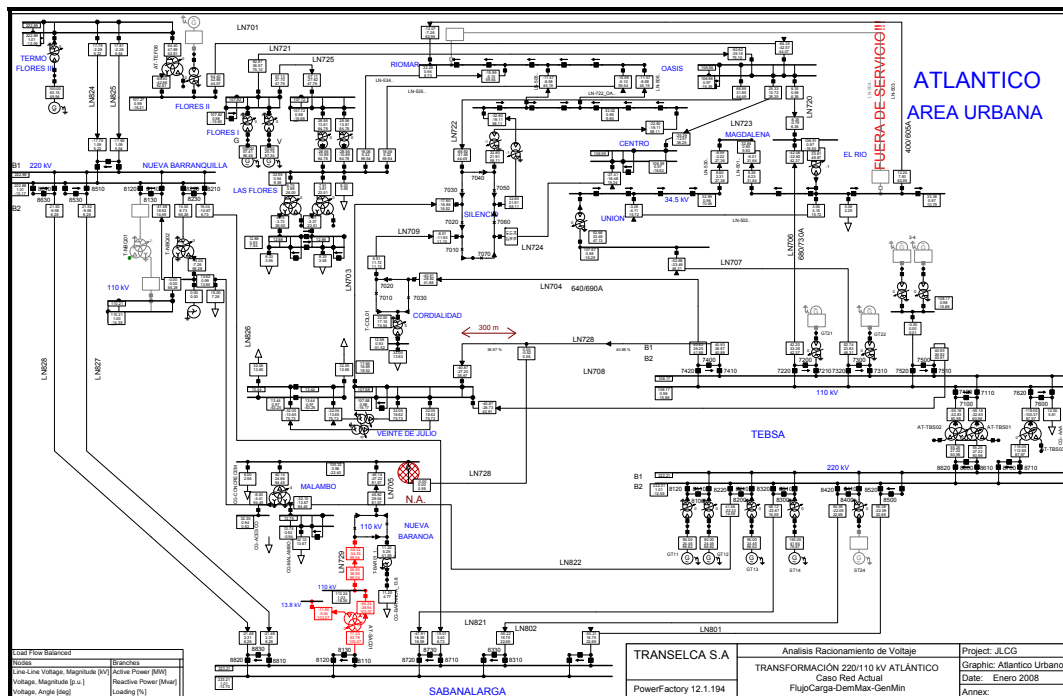


Figura 6.4 Diagrama Unifilar del área Atlántico

6.3.1. Condiciones del área de Atlántico

Como paso importante se procede a observar las características de las cargas que van a ser parte del área en estudio; principalmente las tensiones y la potencia activa que se obtuvieron al correr el flujo de cargas. Para este caso se miran las características del área atlántico, que es el caso estudio que se escogió.

Tabla 6.9 Condiciones del Área Atlántico Sin considerar dependencia de la carga con la tensión.

Nombre de la carga	Barra	V (p.u.)	Potencia Activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
CG- AAA	TEBSA_1B1	0,983	12,00	5,812
CG-ACESCO	MALAMBO5B1	0,936	8,00	3,408
CG-ARROY_PIED_13.8	ARROYPI3B1	0,964	6,10	2,598
CG-BARANOIA_13.8	BARANOIA3B1	0,976	11,20	4,771
CG-CENTRO_13.8_1	CENTRO_3B1	0,976	26,35	11,226
CG-CENTRO_13.8_2	CENTRO_3B2	0,976	26,35	11,226
CG-CMPCRUZ_13.8	CMPCRU3B1	0,928	4,60	1,960
CG-CONCRECEM	MALAMBO7B1	0,957	6,00	2,556
CG-CORDIALIDA_13.8	CORDIAL3B1	0,933	32,00	13,628
CG-EL_RIO_13.8_1	EL_RIO_3B2	1,009	5,36	2,283
CG-EL_RIO_13.8_2	EL_RIO_3B4	1,009	5,36	2,283
CG-EL_RIO_13.8_3	EL_RIO_3B6	1,009	5,36	2,283
CG-EL_RIO_13.8_4	EL_RIO_3B8	1,009	5,36	2,283
CG-EL_RIO_34.5	EL_RIO_5B3	0,967	5,36	2,288

CG-FLORES_13.8_1	L_FLORE3B2	0,933	8,33	3,550
CG-FLORES_13.8_2	L_FLORE3B1	0,933	8,33	3,550
CG-FLORES_34.5	L_FLORE5B1	0,944	8,33	3,545
CG-HIMAT_34.5	HIMAT_5B1	0,974	1,10	0,467
CG-JUAN_ACOST_34.5	JUANACO5B1	0,907	4,80	2,050
CG-MAGDALENA_13.8	MAGDALE3B1	0,930	16,90	7,200
CG-MALAMBO_13.8	MALAMBO3B1	0,924	32,10	13,673
CG-MANATI	MANATI_5B1	0,992	1,10	0,533
CG-NUEVA BQUILLA	NBQUILL3T2	0,987	15,00	7,265
CG-OASIS_13.8_1	OASIS_3B1	0,915	28,15	11,993
CG-OASIS_13.8_2	OASIS_3B2	0,915	28,15	11,993
CG-PONEDERA_34.5	PONEDER5B1	0,980	5,30	2,254
CG-RIOMAR_13.8_1	RIOMAR_3B1	0,904	33,60	14,311
CG-RIOMAR_13.8_2	RIOMAR_3B2	0,904	33,60	14,311
CG-SAC_CAMPE_13.8	SABAN3_CAM	0,970	3,93	1,676
CG-SAC_CASCA_13.8	SABAN3_CAS	0,970	3,93	1,676
CG-SAC_COLOM_13.8	SABAN3_COL	0,970	3,93	1,676
CG-SALAMINA_13.8	SALAMIN3B1	1,006	3,20	1,554
CG-SALAMI_34.5 (Pivijay)	SALAMIN5B1	1,012	3,20	1,549
CG-SILENCIO_13.8_1	SILENCI3B3	0,978	21,15	9,010
CG-SILENCIO_13.8_2	SILENCI3B4	0,978	21,15	9,010
CG-UNION_13.8_1	UNION_3B5	0,940	9,42	4,014
CG-UNION_13.8_2	UNION_3B6	0,940	9,42	4,014
CG-UNION_13.8_3	UNION_3B7	0,940	9,42	4,014
CG-UNION_13.8_4	UNION_3B8	0,940	9,42	4,014
CG-UNION_34.5	UNION_5B1	0,956	9,42	4,000
CG-VTE_JULI_13.8_1	VTEJLIO3B3	0,974	32,05	13,652
CG-VTE_JULI_13.8_2	VTEJLIO3B4	0,974	32,05	13,652
			555,89	238,812

Tabla 6.10 Condiciones del Área Atlántico Considerando dependencia de la carga con la tensión.

Nombre de la carga	Barra	V (p.u.)	Potencia Activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
CG- AAA	TEBSA_1B1	0,995	11,911	5,763
CG-ACESCO	MALAMBO5B1	0,972	7,642	3,237
CG-ARROY_PIED_13.8	ARROYPI3B1	0,984	5,947	2,525
CG-BARANOA_13.8	BARANO3B1	1,000	11,192	4,767
CG-CENTRO_13.8_1	CENTRO_3B1	0,991	25,971	11,045
CG-CENTRO_13.8_2	CENTRO_3B2	0,991	25,971	11,045
CG-CMPCRUZ_13.8	CMPCRU3B1	0,955	4,275	1,805
CG-CONCRECEM	MALAMBO7B1	0,985	5,854	2,486
CG-CORDIALIDA_13.8	CORDIAL3B1	0,950	29,494	12,434
CG-EL_RIO_13.8_1	EL_RIO_3B2	1,024	5,566	2,382
CG-EL_RIO_13.8_2	EL_RIO_3B4	1,024	5,566	2,382
CG-EL_RIO_13.8_3	EL_RIO_3B6	1,024	5,566	2,382
CG-EL_RIO_13.8_4	EL_RIO_3B8	1,024	5,566	2,382
CG-EL_RIO_34.5	EL_RIO_5B3	0,982	5,205	2,213
CG-FLORES_13.8_1	L_FLORE3B2	0,951	7,693	3,246
CG-FLORES_13.8_2	L_FLORE3B1	0,951	7,693	3,246
CG-FLORES_34.5	L_FLORE5B1	0,961	7,814	3,299

CG-HIMAT_34.5	HIMAT__5B1	0,994	1,089	0,462
CG-JUAN_ACOST_34.5	JUANACO5B1	0,941	4,354	1,837
CG-MAGDALENA_13.8	MAGDALE3B1	0,948	15,527	6,545
CG-MALAMBO_13.8	MALAMBO3B1	0,961	30,102	12,719
CG-MANATI	MANATI_5B1	1,013	1,123	0,545
CG-NUEVA BQUILLA	NBQUILL3T2	0,998	14,959	7,243
CG-OASIS_13.8_1	OASIS__3B1	0,935	25,296	10,635
CG-OASIS_13.8_2	OASIS__3B2	0,935	25,296	10,635
CG-PONEDERA_34.5	PONEDER5B1	0,998	5,280	2,245
CG-RIOMAR_13.8_1	RIOMAR_3B1	0,928	29,814	12,511
CG-RIOMAR_13.8_2	RIOMAR_3B2	0,928	29,814	12,511
CG-SAC_CAMPE_13.8	SABAN3_CAM	0,989	3,867	1,644
CG-SAC_CASCA_13.8	SABAN3_CAS	0,989	3,867	1,644
CG-SAC_COLOM_13.8	SABAN3_COL	0,989	3,867	1,644
CG-SALAMINA_13.8	SALAMIN3B1	1,025	3,331	1,626
CG-SALAMI_34.5 (Pivijay)	SALAMIN5B1	1,031	3,360	1,636
CG-SILENCIO_13.8_1	SILENCI3B3	0,995	20,976	8,926
CG-SILENCIO_13.8_2	SILENCI3B4	0,995	20,976	8,926
CG-UNION_13.8_1	UNION__3B5	0,956	8,772	3,705
CG-UNION_13.8_2	UNION__3B6	0,956	8,772	3,705
CG-UNION_13.8_3	UNION__3B7	0,956	8,772	3,705
CG-UNION_13.8_4	UNION__3B8	0,956	8,772	3,705
CG-UNION_34.5	UNION__5B1	0,971	8,991	3,796
CG-VTE_JULI_13.8_1	VTEJLIO3B3	0,989	31,484	13,381
CG-VTE_JULI_13.8_2	VTEJLIO3B4	0,989	31,484	13,381
			528,875	225,950

De las tablas 6.9 y 6.10, se puede observar el nombre de la carga, a que barra esta conectada, cual es su tensión y sus potencias; las tensiones en esta área están dentro de los valores permisibles en operación normal, esto permite tener un margen para bajar las tensiones sin salirse de los niveles mínimos establecidos y mirar el comportamiento de la carga. Al realizar la corrida considerando la dependencia de la carga con la tensión, las tensiones del área en general sufren un leve aumento. Esto nos da una idea de que si es posible aplicar un racionamiento por reducción de tensión, gracias a que en la mayoría de las cargas se tiene un buen margen para bajar el nivel de tensión sin deteriorar de los niveles de calidad establecidos en la regulación vigente.

6.3.2. Variación de la carga

Ya sabiendo que si hay margen para bajar las tensiones, el siguiente paso es mirar la variación que sufre la carga al variar los tap del transformador que alimenta un barraje del cual se desprende algunas cargas, la idea es realizar el menor número de maniobras y disminuir la mayor cantidad potencia posible.

Como un primer caso se decidió realizar maniobras en los taps de los transformadores ubicados en la subestaciones de termoflores y tebsa en una posición; para el caso inicial estos se encontraban en la posición cero. Los tap de los transformadores presentan la siguiente variación por tap: Termoflores en

1 %, Tebsa 1 y 2 en 0,75 % y Tebsa 3 en 1,25 %. Hay que tener precaución al realizar las maniobras, ya que muchas variaciones de los tap, podría producir reactivos circulantes para el caso de transformadores en paralelo.

Tabla 6.11 Consideraciones del Área Atlántico Modificando el tab en 1 posición en Termoflores y las Tebsas Considerando dependencia de la carga con la tensión.

Nombre de la carga	Barra	V (p.u.)	Potencia Activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
CG- AAA	TEBSA__1B1	0,988	11,777	5,691
CG-ACESCO	MALAMBO5B1	0,973	7,654	3,243
CG-ARROY_PIED_13.8	ARROYPI3B1	0,985	5,956	2,529
CG-BARANOA_13.8	BARANOA3B1	1,001	11,209	4,775
CG-CENTRO_13.8_1	CENTRO_3B1	0,985	25,712	10,921
CG-CENTRO_13.8_2	CENTRO_3B2	0,985	25,712	10,921
CG-CMPCRUZ_13.8	CMPCRU3B1	0,956	4,282	1,808
CG-CONCRECEM	MALAMBO7B1	0,986	5,863	2,490
CG-CORDIALIDA_13.8	CORDIAL3B1	0,944	29,180	12,285
CG-EL_RIO_13.8_1	EL_RIO_3B2	1,017	5,508	2,354
CG-EL_RIO_13.8_2	EL_RIO_3B4	1,017	5,508	2,354
CG-EL_RIO_13.8_3	EL_RIO_3B6	1,017	5,508	2,354
CG-EL_RIO_13.8_4	EL_RIO_3B8	1,017	5,508	2,354
CG-EL_RIO_34.5	EL_RIO_5B3	0,975	5,150	2,187
CG-FLORES_13.8_1	L_FLORE3B2	0,946	7,623	3,213
CG-FLORES_13.8_2	L_FLORE3B1	0,946	7,623	3,213
CG-FLORES_34.5	L_FLORE5B1	0,955	7,743	3,266
CG-HIMAT_34.5	HIMAT__5B1	0,995	1,091	0,463
CG-JUAN_ACOST_34.5	JUANACO5B1	0,942	4,361	1,841
CG-MAGDALENA_13.8	MAGDALE3B1	0,942	15,359	6,465
CG-MALAMBO_13.8	MALAMBO3B1	0,962	30,150	12,742
CG-MANATI	MANATI__5B1	1,014	1,125	0,546
CG-NUEVA BQUILLA	NBQUILL3T2	0,999	14,987	7,257
CG-OASIS_13.8_1	OASIS__3B1	0,930	25,048	10,517
CG-OASIS_13.8_2	OASIS__3B2	0,930	25,048	10,517
CG-PONEDERA_34.5	PONEDER5B1	0,999	5,288	2,249
CG-RIOMAR_13.8_1	RIOMAR_3B1	0,923	29,533	12,378
CG-RIOMAR_13.8_2	RIOMAR_3B2	0,923	29,533	12,378
CG-SAC_CAMPE_13.8	SABAN3_CAM	0,990	3,873	1,647
CG-SAC_CASCA_13.8	SABAN3_CAS	0,990	3,873	1,647
CG-SAC_COLOM_13.8	SABAN3_COL	0,990	3,873	1,647
CG-SALAMINA_13.8	SALAMIN3B1	1,026	3,336	1,629
CG-SALAMI_34.5 (Pivijay)	SALAMIN5B1	1,032	3,365	1,639
CG-SILENCIO_13.8_1	SILENCI3B3	0,989	20,772	8,829
CG-SILENCIO_13.8_2	SILENCI3B4	0,989	20,772	8,829
CG-UNION_13.8_1	UNION__3B5	0,950	8,676	3,659
CG-UNION_13.8_2	UNION__3B6	0,950	8,676	3,659
CG-UNION_13.8_3	UNION__3B7	0,950	8,676	3,659
CG-UNION_13.8_4	UNION__3B8	0,950	8,676	3,659
CG-UNION_34.5	UNION__5B1	0,965	8,893	3,749
CG-VTE_JULI_13.8_1	VTEJLIO3B3	0,982	31,131	13,212
CG-VTE_JULI_13.8_2	VTEJLIO3B4	0,982	31,131	13,212
			524,762	223,988

Se puede observar en este caso que la potencia activa en general del área disminuye en 31,13 MW respecto de la potencia programada y de 4,11 MW respecto de la potencia considerando la dependencia de la carga con la tensión, lo que equivale a un 5,6 % y 0,78 % de la potencia para esta área respectivamente. La mayoría de las tensiones bajaron mientras que algunas pocas subieron respecto al flujo considerando dependencia de la carga con la tensión, pero en general los niveles de tensión siguen estando en valores permitidos; teniendo otro poco de margen para realizar otras maniobras obteniendo así mejores resultados con la medida.

Ahora como un segundo caso, se realizó otra variación a los tap de los transformadores de Termoflores y los de Tebsa, cambiándolos a la posición dos

Tabla 6.12 Condiciones del Área Atlántico Modificando el tap en 2 posiciones en Termoflores y las Tebsas Considerando dependencia de la carga con la tensión.

Nombre de la carga	Barra	V (p.u.)	Potencia Activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
CG- AAA	TEBSA__1B1	0,981	11,645	5,619
CG-ACESCO	MALAMBO5B1	0,974	7,666	3,248
CG-ARROY_PIED_13.8	ARROYPI3B1	0,986	5,965	2,534
CG-BARANOA_13.8	BARANOA3B1	1,001	11,226	4,783
CG-CENTRO_13.8_1	CENTRO_3B1	0,979	25,454	10,798
CG-CENTRO_13.8_2	CENTRO_3B2	0,979	25,454	10,798
CG-CMPCRUZ_13.8	CMPCRU3B1	0,957	4,288	1,811
CG-CONCRECEM	MALAMBO7B1	0,987	5,872	2,495
CG-CORDIALIDA_13.8	CORDIAL3B1	0,938	28,868	12,137
CG-EL_RIO_13.8_1	EL_RIO_3B2	1,010	5,450	2,326
CG-EL_RIO_13.8_2	EL_RIO_3B4	1,010	5,450	2,326
CG-EL_RIO_13.8_3	EL_RIO_3B6	1,010	5,450	2,326
CG-EL_RIO_13.8_4	EL_RIO_3B8	1,010	5,450	2,326
CG-EL_RIO_34.5	EL_RIO_5B3	0,969	5,096	2,162
CG-FLORES_13.8_1	L_FLORE3B2	0,941	7,553	3,180
CG-FLORES_13.8_2	L_FLORE3B1	0,941	7,553	3,180
CG-FLORES_34.5	L_FLORE5B1	0,950	7,673	3,232
CG-HIMAT_34.5	HIMAT__5B1	0,996	1,093	0,463
CG-JUAN_ACOST_34.5	JUANACO5B1	0,943	4,368	1,844
CG-MAGDALENA_13.8	MAGDALE3B1	0,936	15,192	6,387
CG-MALAMBO_13.8	MALAMBO3B1	0,963	30,196	12,764
CG-MANATI	MANATI__5B1	1,015	1,126	0,547
CG-NUEVA BQUILLA	NBQUILL3T2	1,001	15,013	7,272
CG-OASIS_13.8_1	OASIS__3B1	0,924	24,801	10,401
CG-OASIS_13.8_2	OASIS__3B2	0,924	24,801	10,401
CG-PONEDERA_34.5	PONEDER5B1	1,000	5,296	2,252
CG-RIOMAR_13.8_1	RIOMAR_3B1	0,917	29,254	12,246
CG-RIOMAR_13.8_2	RIOMAR_3B2	0,917	29,254	12,246
CG-SAC_CAMPE_13.8	SABAN3_CAM	0,991	3,879	1,650
CG-SAC_CASCA_13.8	SABAN3_CAS	0,991	3,879	1,650
CG-SAC_COLOM_13.8	SABAN3_COL	0,991	3,879	1,650
CG-SALAMINA_13.8	SALAMIN3B1	1,027	3,341	1,631

CG-SALAMI_34.5 (Pivijay)	SALAMIN5B1	1,033	3,370	1,642
CG-SILENCIO_13.8_1	SILENCI3B3	0,983	20,570	8,732
CG-SILENCIO_13.8_2	SILENCI3B4	0,983	20,570	8,732
CG-UNION_13.8_1	UNION__3B5	0,943	8,581	3,614
CG-UNION_13.8_2	UNION__3B6	0,943	8,581	3,614
CG-UNION_13.8_3	UNION__3B7	0,943	8,581	3,614
CG-UNION_13.8_4	UNION__3B8	0,943	8,581	3,614
CG-UNION_34.5	UNION__5B1	0,958	8,796	3,703
CG-VTE_JULI_13.8_1	VTEJLIO3B3	0,975	30,781	13,045
CG-VTE_JULI_13.8_2	VTEJLIO3B4	0,975	30,781	13,045
			520,682	222,043

Se puede observar en este caso que la potencia activa en general del área disminuye en 35,13 MW respecto de la potencia programada y de 8,19 MW respecto de la potencia considerando la dependencia de la carga con la tensión, lo que equivale a un 6,33 % y 1,55 % de la potencia para esta área respectivamente. Se presento el mismo comportamiento en las tensiones que en caso anterior, las tensiones que bajaron siguieron su tendencia a la baja y las que subieron tendieron a subir. Ya en este segundo caso se presenta una tensión mínima de 0.917 p.u. en dos cargas, por lo que se decide no seguir moviendo los tab de estos transformadores, para evitar complicaciones en las tensiones. Se podría hacer otras variaciones en algunos lugares más puntuales dependiendo de la necesidad de la medida.

6.3.3. Variaciones en el tipo de carga.

Los resultados presentados anteriormente se realizaron con un único modelo de carga, que es el modelo utilizado por el CND; pero como es bien sabido no todas las cargas agregadas a una barra son iguales, lo cual es un factor muy importante para un estudio de este tipo, en el cual se mira la variación de la carga con respecto a la tensión; se decide mirar si se cuentan otro modelos por parte del operador del área.

Ya que no se encuentra caracterizada ningún otro tipo de carga en el sistema colombiano, se asumió el modelo presentado en la tabla 4.2 para las cargas comerciales e industriales; esto con el fin de hacer modelaciones mas acordes a la condiciones existentes y así tener unos resultados no tan optimistas mas cercanos a la realidad. Las cargas de esta área se clasifican en residencial, comercial e industrial como lo muestra la Tabla 6.13.

Tabla 6.13 Clasificación de cargas según su tipo.

Carga residencial	Carga comercial	Carga Industrial
CG-ARROY_PIED_13.8	CG-OASIS_13.8_1	CG- AAA
CG-BARANOÁ_13.8	CG-OASIS_13.8_2	CG-ACESCO
CG-CMPPCRUIZ_13.8	CG-CENTRO_13.8_1	CG-CONCRECEM
CG-CORDIALIDA_13.8	CG-CENTRO_13.8_2	CG-MAGDALENA_13.8
CG-EL_RIO_13.8_1		CG-FLORES_13.8_1
CG-EL_RIO_13.8_2		CG-FLORES_13.8_2

CG-EL_RIO_13.8_3		CG-FLORES_34.5
CG-EL_RIO_13.8_4		CG-UNION_13.8_1
CG-EL_RIO_34.5		CG-UNION_13.8_2
CG-HIMAT_34.5		CG-UNION_13.8_3
CG-JUAN_ACOST_34.5		CG-UNION_13.8_4
CG-MALAMBO_13.8		CG-UNION_34.5
CG-MANATI		
CG-NUEVA BQUILLA		
CG-PONEDERA_34.5		
CG-RIOMAR_13.8_1		
CG-RIOMAR_13.8_2		
CG-SAC_CAMPE_13.8		
CG-SAC_CASCA_13.8		
CG-SAC_COLOM_13.8		
CG-SALAMINA_13.8		
CG-SALAMI_34.5 (Pivijay)		
CG-SILENCIO_13.8_1		
CG-SILENCIO_13.8_2		
CG-VTE_JULI_13.8_1		
CG-VTE_JULI_13.8_2		

Nota: La clasificación de las cargas fue suministrada por personal vinculado a la empresa encargada de la operación del área.

Tabla 6.14 Características de las cargas a utilizar.

Clases de Carga	Factor de potencia	$\frac{\partial P}{\partial V}$	$\frac{\partial Q}{\partial V}$
Comercial	0.85	0.99	3.5
Industrial	0.85	0.18	6.0

Ya teniendo la clasificación de las cargas y basados en los modelos planteados en la literatura [2], ahora se procede a correr el flujo de carga implementando las variaciones en los modelos y considerando la dependencia de la carga con la tensión; al observar las características de las cargas contemplando la variación hecha en los tipos de carga; principalmente las tensiones y la potencias que se obtuvieron al correr el flujo de cargas

Tabla 6.15 Condiciones del Área Atlántico Considerando los tipos de Carga y dependencia de la carga con la tensión.

Nombre de la carga	Barra	V (p.u.)	Potencia Activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
CG- AAA	TEBSA__1B1	0,996	11,992	5,689
CG-ACESCO	MALAMBO5B1	0,974	7,962	2,905
CG-ARROY_PIED_13.8	ARROYPI3B1	0,984	5,949	2,526
CG-BARANOÁ_13.8	BARANOAA3B1	1,000	11,205	4,773
CG-CENTRO_13.8_1	CENTRO_3B1	0,993	26,160	10,943
CG-CENTRO_13.8_2	CENTRO_3B2	0,993	26,160	10,943
CG-CMPCRUZ_13.8	CMPCRU3B1	0,956	4,277	1,805
CG-CONCRECEM	MALAMBO7B1	0,986	5,984	2,344
CG-CORDIALIDA_13.8	CORDIAL3B1	0,951	29,551	12,461
CG-EL_RIO_13.8_1	EL_RIO_3B2	1,026	5,588	2,393

CG-EL_RIO_13.8_2	EL_RIO_3B4	1,026	5,588	2,393
CG-EL_RIO_13.8_3	EL_RIO_3B6	1,026	5,588	2,393
CG-EL_RIO_13.8_4	EL_RIO_3B8	1,026	5,588	2,393
CG-EL_RIO_34.5	EL_RIO_5B3	0,984	5,225	2,223
CG-FLORES_13.8_1	L_FLORE3B2	0,955	8,262	2,700
CG-FLORES_13.8_2	L_FLORE3B1	0,955	8,262	2,700
CG-FLORES_34.5	L_FLORE5B1	0,963	8,274	2,831
CG-HIMAT_34.5	HIMAT_5B1	0,994	1,090	0,462
CG-JUAN_ACOST_34.5	JUANACO5B1	0,941	4,356	1,838
CG-MAGDALENA_13.8	MAGDALE3B1	0,955	16,761	5,463
CG-MALAMBO_13.8	MALAMBO3B1	0,962	30,191	12,761
CG-MANATI	MANATI_5B1	1,013	1,123	0,545
CG-NUEVA BQUILLA	NBQUILL3T2	0,999	14,966	7,246
CG-OASIS_13.8_1	OASIS_3B1	0,940	26,486	9,669
CG-OASIS_13.8_2	OASIS_3B2	0,940	26,486	9,669
CG-PONEDERA_34.5	PONEDER5B1	0,998	5,282	2,246
CG-RIOMAR_13.8_1	RIOMAR_3B1	0,930	29,926	12,563
CG-RIOMAR_13.8_2	RIOMAR_3B2	0,930	29,926	12,563
CG-SAC_CAMPE_13.8	SABAN3_CAM	0,990	3,871	1,646
CG-SAC_CASCA_13.8	SABAN3_CAS	0,990	3,871	1,646
CG-SAC_COLOM_13.8	SABAN3_COL	0,990	3,871	1,646
CG-SALAMINA_13.8	SALAMIN3B1	1,026	3,334	1,627
CG-SALAMI_34.5 (Pivijay)	SALAMIN5B1	1,032	3,363	1,638
CG-SILENCIO_13.8_1	SILENCI3B3	0,997	21,037	8,955
CG-SILENCIO_13.8_2	SILENCI3B4	0,997	21,037	8,955
CG-UNION_13.8_1	UNION_3B5	0,962	9,354	3,179
CG-UNION_13.8_2	UNION_3B6	0,962	9,354	3,179
CG-UNION_13.8_3	UNION_3B7	0,962	9,354	3,179
CG-UNION_13.8_4	UNION_3B8	0,962	9,354	3,179
CG-UNION_34.5	UNION_5B1	0,975	9,377	3,430
CG-VTE_JULI_13.8_1	VTEJLIO3B3	0,990	31,543	13,409
CG-VTE_JULI_13.8_2	VTEJLIO3B4	0,990	31,543	13,409
			538,470	218,522

En esta corrida del tercer caso, se aprecia una leve aumento en la magnitud de las tensiones y en la potencias de las carga, a comparación del caso donde todas las cargas tenían el mismo tipo, considerando la dependencia de la carga con la tensión y no se había realizado ninguna maniobra; pero con base al caso nominal se observa una disminución de 17,42 MW lo que equivale a un 3,13 %.

Ahora pasamos a efectuar las variaciones que se realizaron anteriormente en los de los tap de los transformadores; como un cuarto caso, se realizo la variación a los tap de los trasformadores de Termoflores y los de Tebsa, cambiándolos a la posición uno.

Tabla 6.16 Consideraciones del Área Atlántico Modificando el tab en 1 posición en Termoflores y las Tebsas Considerando los tipos de Carga y la dependencia de la carga con la tensión.

Nombre de la carga	Barra	V (p.u.)	Potencia Activa (MW)	Potencia reactiva (MVA _r)
--------------------	-------	----------	----------------------	---------------------------------------

CG- AAA	TEBSA__1B1	0,990	11,978	5,460
CG-ACESCO	MALAMBO5B1	0,975	7,963	2,922
CG-ARROY_PIED_13.8	ARROYPI3B1	0,985	5,959	2,530
CG-BARANOA_13.8	BARANOA3B1	1,001	11,223	4,782
CG-CENTRO_13.8_1	CENTRO_3B1	0,987	26,012	10,726
CG-CENTRO_13.8_2	CENTRO_3B2	0,987	26,012	10,726
CG-CMPCRUZ_13.8	CMPCRU3B1	0,956	4,284	1,809
CG-CONCRECEM	MALAMBO7B1	0,987	5,986	2,358
CG-CORDIALIDA_13.8	CORDIAL3B1	0,945	29,244	12,315
CG-EL_RIO_13.8_1	EL_RIO_3B2	1,020	5,532	2,366
CG-EL_RIO_13.8_2	EL_RIO_3B4	1,020	5,532	2,366
CG-EL_RIO_13.8_3	EL_RIO_3B6	1,020	5,532	2,366
CG-EL_RIO_13.8_4	EL_RIO_3B8	1,020	5,532	2,366
CG-EL_RIO_34.5	EL_RIO_5B3	0,978	5,173	2,198
CG-FLORES_13.8_1	L_FLORE3B2	0,950	8,254	2,616
CG-FLORES_13.8_2	L_FLORE3B1	0,950	8,254	2,616
CG-FLORES_34.5	L_FLORE5B1	0,958	8,266	2,741
CG-HIMAT_34.5	HIMAT__5B1	0,995	1,092	0,463
CG-JUAN_ACOST_34.5	JUANACO5B1	0,942	4,363	1,842
CG-MAGDALENA_13.8	MAGDALE3B1	0,949	16,743	5,273
CG-MALAMBO_13.8	MALAMBO3B1	0,963	30,238	12,784
CG-MANATI	MANATI_5B1	1,014	1,125	0,546
CG-NUEVA BQUILLA	NBQUILL3T2	1,000	14,994	7,262
CG-OASIS_13.8_1	OASIS__3B1	0,935	26,339	9,480
CG-OASIS_13.8_2	OASIS__3B2	0,935	26,339	9,480
CG-PONEDERA_34.5	PONEDER5B1	0,999	5,290	2,250
CG-RIOMAR_13.8_1	RIOMAR_3B1	0,925	29,658	12,437
CG-RIOMAR_13.8_2	RIOMAR_3B2	0,925	29,658	12,437
CG-SAC_CAMPE_13.8	SABAN3_CAM	0,991	3,877	1,649
CG-SAC_CASCA_13.8	SABAN3_CAS	0,991	3,877	1,649
CG-SAC_COLOM_13.8	SABAN3_COL	0,991	3,877	1,649
CG-SALAMINA_13.8	SALAMIN3B1	1,027	3,339	1,630
CG-SALAMI_34.5 (Pivijay)	SALAMIN5B1	1,033	3,368	1,641
CG-SILENCIO_13.8_1	SILENCI3B3	0,991	20,841	8,862
CG-SILENCIO_13.8_2	SILENCI3B4	0,991	20,841	8,862
CG-UNION_13.8_1	UNION__3B5	0,956	9,344	3,066
CG-UNION_13.8_2	UNION__3B6	0,956	9,344	3,066
CG-UNION_13.8_3	UNION__3B7	0,956	9,344	3,066
CG-UNION_13.8_4	UNION__3B8	0,956	9,344	3,066
CG-UNION_34.5	UNION__5B1	0,969	9,366	3,302
CG-VTE_JULI_13.8_1	VTEJLIO3B3	0,983	31,198	13,244
CG-VTE_JULI_13.8_2	VTEJLIO3B4	0,983	31,198	13,244
			535,733	215,512

Se puede observar en este caso que la potencia activa en general del área disminuye en 20,16 MW respecto de la potencia programada y de 2,74 MW respecto de la potencia considerando diferentes tipos de carga y la dependencia de la carga con la tensión, lo que equivale a un 5,6 % y 0,51 % de la potencia para esta área respectivamente. La mayoría de las tensiones bajaron mientras que algunas pocas subieron respecto al flujo considerando diferentes tipos de carga y la dependencia de la carga con la tensión, pero en

general los niveles de tensión siguen estando en valores permitidos; teniendo otro poco de margen para realizar otras maniobras obteniendo así mejores resultados con la medida.

Ahora como un quinto caso, se realizo considerando los diferentes tipos de carga, otra variación a los tap de los trasformadores de Termoflores y los de Tebsa, cambiándolos a la posición dos

Tabla 6.17 Condiciones del Área Atlántico Modificando el tab en 2 posiciones en Termoflores y las Tebsas Considerando los tipos de Carga y la dependencia de la carga con la tensión.

Nombre de la carga	Barra	V (p.u.)	Potencia Activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
CG- AAA	TEBSA__1B1	0,983	11,963	5,238
CG-ACESCO	MALAMBO5B1	0,976	7,965	2,938
CG-ARROY_PIED_13.8	ARROYPI3B1	0,986	5,968	2,535
CG-BARANOA_13.8	BARANO3B1	1,002	11,240	4,790
CG-CENTRO_13.8_1	CENTRO_3B1	0,981	25,865	10,512
CG-CENTRO_13.8_2	CENTRO_3B2	0,981	25,865	10,512
CG-CMPCRUZ_13.8	CMPCRU3B1	0,957	4,291	1,812
CG-CONCRECEM	MALAMBO7B1	0,988	5,987	2,372
CG-CORDIALIDA_13.8	CORDIAL3B1	0,939	28,939	12,171
CG-EL_RIO_13.8_1	EL_RIO_3B2	1,014	5,477	2,340
CG-EL_RIO_13.8_2	EL_RIO_3B4	1,014	5,477	2,340
CG-EL_RIO_13.8_3	EL_RIO_3B6	1,014	5,477	2,340
CG-EL_RIO_13.8_4	EL_RIO_3B8	1,014	5,477	2,340
CG-EL_RIO_34.5	EL_RIO_5B3	0,972	5,122	2,174
CG-FLORES_13.8_1	L_FLORE3B2	0,945	8,246	2,535
CG-FLORES_13.8_2	L_FLORE3B1	0,945	8,246	2,535
CG-FLORES_34.5	L_FLORE5B1	0,953	8,258	2,654
CG-HIMAT_34.5	HIMAT__5B1	0,996	1,093	0,464
CG-JUAN_ACOST_34.5	JUANACO5B1	0,943	4,370	1,845
CG-MAGDALENA_13.8	MAGDALE3B1	0,944	16,725	5,088
CG-MALAMBO_13.8	MALAMBO3B1	0,964	30,283	12,805
CG-MANATI	MANATI__5B1	1,015	1,127	0,547
CG-NUEVA BQUILLA	NBQUILL3T2	1,001	15,022	7,277
CG-OASIS_13.8_1	OASIS__3B1	0,930	26,191	9,294
CG-OASIS_13.8_2	OASIS__3B2	0,930	26,191	9,294
CG-PONEDERA_34.5	PONEDER5B1	1,000	5,299	2,254
CG-RIOMAR_13.8_1	RIOMAR_3B1	0,920	29,392	12,311
CG-RIOMAR_13.8_2	RIOMAR_3B2	0,920	29,392	12,311
CG-SAC_CAMPE_13.8	SABAN3_CAM	0,992	3,883	1,652
CG-SAC_CASCA_13.8	SABAN3_CAS	0,992	3,883	1,652
CG-SAC_COLOM_13.8	SABAN3_COL	0,992	3,883	1,652
CG-SALAMINA_13.8	SALAMIN3B1	1,028	3,344	1,633
CG-SALAMI_34.5 (Pivijay)	SALAMIN5B1	1,034	3,373	1,644
CG-SILENCIO_13.8_1	SILENCI3B3	0,985	20,646	8,768
CG-SILENCIO_13.8_2	SILENCI3B4	0,985	20,646	8,768
CG-UNION_13.8_1	UNION__3B5	0,950	9,334	2,956
CG-UNION_13.8_2	UNION__3B6	0,950	9,334	2,956
CG-UNION_13.8_3	UNION__3B7	0,950	9,334	2,956

CG-UNION_13.8_4	UNION__3B8	0,950	9,334	2,956
CG-UNION_34.5	UNION__5B1	0,962	9,355	3,178
CG-VTE_JULI_13.8_1	VTEJLIO3B3	0,977	30,855	13,081
CG-VTE_JULI_13.8_2	VTEJLIO3B4	0,977	30,855	13,081
			533,006	212,559

Se puede observar en este caso que la potencia activa en general del área disminuye en 22,88 MW respecto de la potencia programada y de 5,46 MW respecto de la potencia considerando diferentes tipos de cargas y la dependencia de la carga con la tensión, lo que equivale a un 4,12 % y 1,01 % de la potencia para esta área respectivamente. Se presento el mismo comportamiento en las tensiones que en caso anterior, las tensiones que bajaron siguieron su tendencia a la baja y las que subieron tendieron a subir. Ya para este caso se presenta una tensión mínima de 0,920 p.u. en dos cargas, por lo que se decide no seguir moviendo los tab de estos transformadores, para evitar complicaciones en las tensiones. Se podría hacer otras variaciones en algunos lugares más puntuales dependiendo de la necesidad de la medida. En caso de emergencia se tiene la posibilidad de llegar a un nivel mínimo de 0,90 p.u, para el caso de cargas residenciales y/o residenciales-comerciales.

En la tabla 6.18 se presenta un resumen de las diferentes potencias obtenidas para cada una de las corridas que se realizaron en el aérea de atlántico y su respectiva variación con respecto al caso inicial o nominal para máxima demanda.

Tabla 6.18 Resumen de los diferentes flujos de Potencia en el área Atlántico.

Análisis de Flujo de Carga Demanda Máxima Área Atlántico			Demanda de Potencia Activa (MW)	Demanda de Potencia Reactiva (MVAR)	Porcentaje de Ahorro De Demanda de Potencia Activa (%)	Porcentaje de Ahorro De Demanda de Potencia Reactiva (%)
Caso	Tipos de Carga Usados	Posición Tap				
Inicial. Flujo sin dependencia del Voltaje	General: kpu = 1.6, kqu = 1.8	Neutral	555,89	238,81	No Aplica	No Aplica
Inicial. Flujo con dependencia del Voltaje	General: kpu = 1.6, kqu = 1.8	Neutral	528,87	225,95	4,86	5,39
1. Flujo de carga con dependencia de voltaje (primer paso para racionamiento controlado)	General: kpu = 1.6, kqu = 1.8	1 (disminuye lado baja)	524,76	223,99	5,60	6,21
2. Flujo de carga con dependencia de voltaje (segundo paso para racionamiento controlado)	General: kpu = 1.6, kqu = 1.8	2 (disminuye lado baja)	520,68	222,04	6,33	7,02
3. Flujo con dependencia del Voltaje - varios tipos de carga	Residencial: kpu = 1.6, kqu = 1.8 Industrial: kpu = 0.18, kqu = 6.0 Comercial: kpu = 0.99, kqu = 3.5	Neutral	538,47	218,52	3,13	8,50
4. Flujo de carga con dependencia de voltaje - varios tipos de carga (primer paso para racionamiento controlado)	Residencial: kpu = 1.6, kqu = 1.8 Industrial: kpu = 0.18, kqu = 6.0 Comercial: kpu = 0.99, kqu = 3.5	1 (disminuye lado baja)	535,73	215,51	3,63	9,76
5. Flujo de carga con dependencia de voltaje - varios tipos de carga (segundo paso para racionamiento controlado)	Residencial: kpu = 1.6, kqu = 1.8 Industrial: kpu = 0.18, kqu = 6.0 Comercial: kpu = 0.99, kqu = 3.5	2 (disminuye lado baja)	533,01	212,56	4,12	10,99

Con los casos expuestos anteriormente, no se quiere decir que esta sea la única opción para realizar disminución en la demanda mediante la reducción de tensión en el área de atlántico, o que no se puedan tomar otras acciones para cumplir con el racionamiento, ya que se existen muchas posibilidades dependiendo de los activos que se encuentre en el momento de la operación

Basándose en los resultados alcanzados con el modelo único implementado por el CND para todas las cargas del sistema interconectado nacional, se aprecia que para el área de atlántico se podría conseguir un ahorro máximo al rededor del 6,33 % sin deteriorar la tensión por debajo de 0,9 p.u.; este podría ser un resultado sobrevalorado ya que toda la carga se ha representado bajo un solo modelo. Suponiendo varios tipos de carga, que fue la otra opción que se contemplo, se observa un ahorro hasta un 4,12 % en las mismas condiciones, este resultado se pondría tomar como mas cercano a la realidad, ya que se contempla varios tipos de carga; pero no sería de todo cierto por que los modelos implementados no son realizados para cargas del sistema colombiano. Se puede decir entonces que el ahorro en la potencia activa que se lograría al implementar esta medida en el área de atlántico en demanda máxima estaría entre un 4,12 % y 6,33 %.

6.4. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA AHORRADA

Con base en los resultados anteriormente expuestos, se procede a calcular un estimativo de la energía que se podría ahorrar en el área de atlántico un día donde se llegue aplicar esta medida. Como los resultados que se obtuvieron fueron para la demanda máxima, se pasa primero a mirar la curva diaria de demanda para esta área, esta curva se presenta en la figura 6.5; esto con el fin de conocer el comportamiento de la carga en el transcurso de un día.

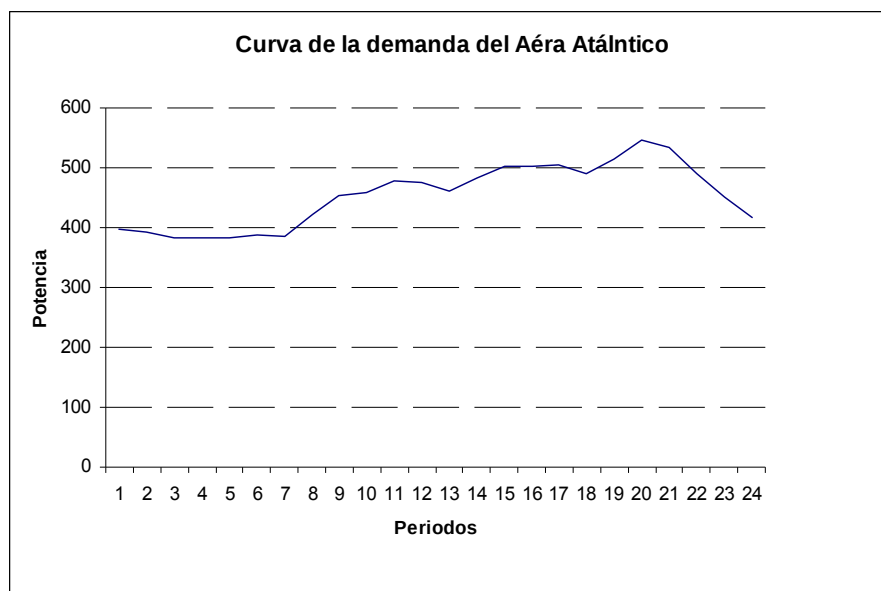


Figura 6.5 Curva de demanda diaria para el área del Atlántico

Para los siguientes cálculos se toma que de los 24 periodos del día se consideran los tres tipos de demanda distribuidos de la siguiente forma: 3 periodos en demanda máxima, 15 periodos en demanda media y 6 periodos en demanda mínima; adicionalmente, el valor promedio de la energía diaria en esta área es de 10559 MW/día, y sabiendo que la demanda media esta al rededor de 85 % de la demanda máxima y la demanda mínima esta alrededor del 72 % de la máxima; se procede a calcular la energía con base a lo presentado para la demanda máxima y con el caso mas desfavorable que fue considerando los diferentes tipos de carga.

Tabla 6.19 Potencia y Energía para cada una las diferentes demandas.

Posición del Tap	Potencia Ahorro Dem. Máxima (MW/Periodo)	Potencia Ahorro Dem. Media (MW/Periodo)	Potencia Ahorro Dem. Mínima (MW/Periodo)	Energía Ahorrada / Día (MW/Día)	Porcentaje de ahorro
1 (disminuye lado baja)	20,16	17,13	14,51	404,55	3,8%
2 (disminuye lado baja)	22,88	19,45	16,48	459,27	4,3%

De la tabla anterior se obtiene que la energía que se puede ahorrar implementado esta medida en el área de atlántico sería alrededor de 459,27 MWh por día, con respecto a lo programado; hay que tener en cuenta que este valor fue obtenido tomando los valores del caso donde se tomaron diferentes tipos de carga, que está mas acorde a la realidad.

7. MARCO SOBRE LA REDUCCIÓN DE TENSIÓN

7.1. ASPECTOS GENERALES

En muchos países todavía se están haciendo grandes esfuerzos para mejorar la eficiencia y competitividad del mercado de energía eléctrica y Colombia no es la excepción. No obstante, la industria sigue y seguirá enfrentando aún muchos desafíos, entre los que se destaca la confiabilidad, garantizando un servicio sin interrupciones a todos los usuarios. Sin embargo, esto es prácticamente imposible dado que la mayoría de los eventos que se presentan en los sistemas de potencia ocurren por la combinación de múltiples circunstancias como: fenómenos climáticos, descargas atmosféricas, impericia de algunos operadores de red, fallas de diseño, deficiencias en los programas de mantenimiento, sistemas inadecuados de protección y algunos otros problemas menos predecibles como los ocasionados por el terrorismo [19].

Esto ha obligado a los operadores a proponer metodologías para mantener la continuidad de un sistema dentro de los niveles de calidad, confiabilidad seguridad y economía, de acuerdo con la regulación vigente, incrementando el interés en la elaboración de procedimientos sistemáticos de operación, desarrollando modelos y herramientas, que faciliten un mejor control y manipulación de las variables del sistema.

7.2. ESTADOS DEL SISTEMA DE POTENCIA

El comportamiento de cualquier sistema eléctrico de potencia, tiene dos extremos posibles de operación [19] por un lado la condición normal de funcionamiento para el sistema, y por el otro es la operación anormal del sistema, es decir, el sistema por alguna circunstancia se encuentra fragmentado y las restricciones operativas tales como los niveles de tensión en las barras, capacidad de transmisión en las líneas y transformadores, entre otras no se cumplen totalmente. En el intermedio de estas dos situaciones se presenta una serie de estados que permiten una transición de la operación normal hacia la anormal.

Los posibles estados de operación de un sistema son cuatro (4) [19], los cuales se muestran en la Figura 6. Cada uno de estos estados representa las etapas por las que puede transitar el sistema. A continuación se hace descripción breve de cada uno de ellos.

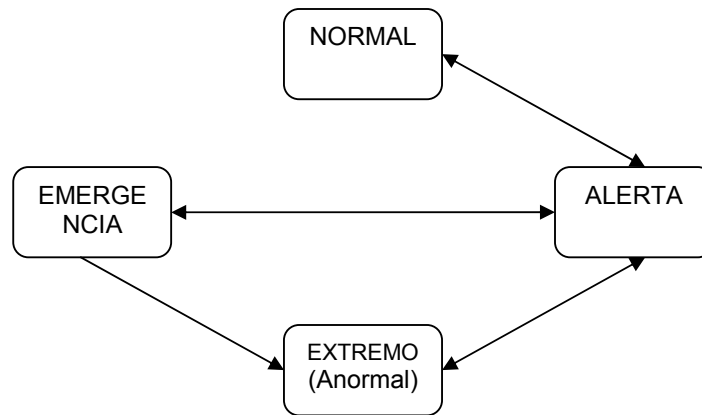


Figura 7.1 Estados de operación del sistema de potencia

7.2.1. Estado normal

Todas las variables del sistema están dentro del rango normal de operación, por tanto no se presentan sobrecargas en ninguno de los equipos. El sistema opera de manera segura y es capaz de soportar una contingencia sin violar los límites de operación establecidos.

7.2.2. Estado alerta

El sistema entra en este estado cuando la seguridad cae por debajo de un valor límite preestablecido, o si la posibilidad de disturbio aumenta, por ejemplo, ante la predicción de condiciones climatológicas adversas. En estas circunstancias todas las variables están dentro de un rango aceptable y se satisfacen todas las restricciones del mismo. Sin embargo, la red se ha debilitado y cualquier contingencia podría causar sobrecarga en los equipos, llevando el sistema a condiciones de emergencia. Si el disturbio es muy severo, se podría alcanzar inmediatamente el estado extremo.

7.2.3. Estado emergencia

Se llega a este estado cuando ocurre un disturbio severo en la red, estando en estado alerta. Las tensiones de algunas barras y las cargas de algunos equipos están fuera de los rangos establecidos como de operación normal. En este punto, el sistema aun se encuentra intacto y podría llevarse al estado de alerta realizando algunas acciones de control como despeje de fallas, arranque de unidades de generación y desconexión de carga.

7.2.4. Estado extremo

Cuando se producen salidas de equipos en cascada ocasionando un apagón de gran parte de la red. Se deben tomar acciones de control (deslastre de carga y los esquemas de separación de áreas) para salvar el sistema de eventos mucho más nefastos como lo sería un apagón total.

Después de ocurrir un evento que cambie el estado del sistema, se debe intentar volver a la normalidad del mismo mediante acciones operativas que permitan restablecer paulatinamente las condiciones normales de operación. Al aplicar una reducción de tensión en el sistema, se estaría trabajando en el estado de alerta, ya que, al aplicar esta medida no se estaría incurriendo en una condición normal de operación en el sistema y se debe estar muy pendiente para no llegar al estado extremo si se llegara a presentar un evento.

7.3. OBJETIVOS DE UN RACIONAMIENTO POR REDUCCIÓN DE TENSIÓN

Como ya es bien sabido, el comportamiento de la carga en la práctica no es igual para las diferentes barras del sistema; sin embargo hay algunos objetivos que se busca cumplir con este proceso. Estos son:

- Brindar una mayor continuidad en el servicio ante un déficit de potencia, bajando la calidad del suministro sin poner en riesgo la integridad del sistema y/o los usuarios finales.
- Mantener el sistema dentro de los límites de calidad, seguridad, confiabilidad y economía establecidos por la regulación vigente, atendiendo la mayor parte de la demanda posible.

7.4. PLAN DE RACIONAMIENTO

El plan de racionamiento conlleva el desarrollo de estrategias que permitan alcanzar los objetivos, en lo posible minimizando la duración de la medida y maximizando el servicio al usuario final. La estrategia global debe obedecer a un orden lógico para reducir el riesgo de pasar por alto alguna actividad esencial.

7.4.1. Tareas del Proceso de Racionamiento

El racionamiento por reducción de tensión en el sistema de potencia o algunas de sus áreas involucra una gran cantidad y diversidad de tareas, que dependen de las circunstancias que llevaron a adoptar la medida. A continuación se describen las principales tareas que se deben desarrollar en un proceso como este.

7.4.1.1. Determinación del área involucrada

En esta fase, primero que todo se evalúa si esta medida es viable para su aplicación según las condiciones en las cuales se encuentre el sistema, ya que hay que garantizar el servicio dentro de los límites permitidos, a la mayor cantidad de usuarios, sin poner en riesgo la continuidad del servicio. Después se identifica el o las áreas que se van a ver afectadas por la medida, evaluando aproximadamente la cantidad y la duración de la medida.

7.4.1.2. Preparación de las plantas

Esta tarea es especialmente importante en sistemas donde predomina la generación térmica, dado que estas plantas tienen que ser operadas dentro de ciertos periodos de tiempo. Adicionalmente, las unidades térmicas tienen otro tipo de restricciones que incluyen tiempo de sincronización a mínima carga y tiempo de transición entre mínima y máxima carga (tasa de toma de carga). Estas limitantes son producto de la temperatura de la caldera y están asociadas a los complejos fenómenos termodinámicos de su construcción [1].

7.4.1.3. Preparación de la red

Junto con la preparación de las unidades de generación, la red también debe ser preparada para la aplicación del racionamiento por reducción de tensión. Esto implica estructurar el proceso de reducción de tensión, ajustar los taps de los transformadores, la compensación reactiva, líneas y todos los elementos asociados con las variaciones de tensión, que permita alcanzar los valores deseados para el racionamiento.

7.4.1.4. Supervisión y control

Se debe mantener una comunicación constante con todos los agentes, pero principalmente con los que están directamente involucrados; mirando la evolución y cualquier novedad que se llegue a presentar con la implementación de la medida. Los agentes deben estar listos para reaccionar al más mínimo inconveniente que comprometa la seguridad y estabilidad del sistema.

7.4.2. Metodología

Después de analizar en el capítulo 3 antecedentes de la reducción de voltaje, de revisar los conceptos del sistema interconectado nacional y el análisis del sistema de transmisión nacional descritos en los capítulos 5 y 6, de algunas experiencias en la operación del SIN y de las necesidades expresadas por los usuarios, el autor propone una metodología para la elaboración de reducción de tensión en el SIN.

De acuerdo con lo acotado anteriormente, la elaboración de la metodología se establecería una para todo el sistema en general, pero los efectos varían dependiendo de la carga en cada una de las áreas del sistema en las que se deba implementar esta medida. Se deben establecer resultados particulares por cargas en cada una de las áreas; necesidades particulares de cada una de las zonas, contar con la experiencia de los operadores regionales y recopilar la información complementaria (observaciones, comportamientos particulares de algunas cargas, tensiones objetivo, etc.). Se deben elaborar los estudios eléctricos que permitan verificar el comportamiento del sistema al efectuar el racionamiento y, con base en estos, determinar las mejores opciones de racionamiento para cada área en particular. En la Figura 7.2 se presenta un diagrama descriptivo de la metodología propuesta.

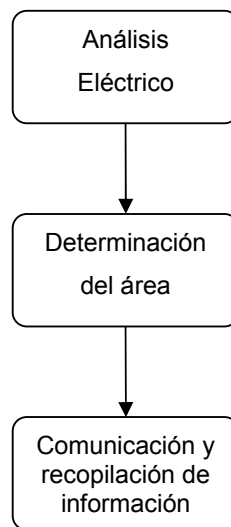


Figura 7.2 Estados de operación del sistema de potencia

7.4.2.1. Análisis eléctrico

Con la ayuda de una herramienta computacional llamada Digsilent, la cual tiene el modelo matemático del sistema eléctrico colombiano, se elaboran los estudios eléctricos requeridos para la magnitud del racionamiento en el sistema interconectado colombiano. Estos análisis incluyen flujos de carga por la red, estabilidad dinámica y transitoria, así como análisis de la capacidad de corto circuito de cada una de las subestaciones del sistema colombiano.

De esta forma, se establecen los alcances y las necesidades de cada área operativa para la aplicabilidad del racionamiento.

7.4.2.2. Determinación de áreas para el proceso de racionamiento

Para el desarrollo de las guías de restablecimiento, se tuvieron en cuenta las áreas en que está subdividido el sistema interconectado colombiano; que coinciden aproximadamente con las áreas requeridas para los estudios de

análisis eléctrico que se realizan en el CND. Con el ánimo de comprender mejor el concepto de área, se presenta la definición que el código de redes [5] da acerca de un área operativa: “es el un conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presentan alguna restricción eléctrica que limita los intercambios con el resto del sistema.” Actualmente en el SIN se manejan áreas operativas y áreas globales. Estas últimas surgen como resultado de varias áreas operativas que eléctricamente comparten una restricción de transmisión. A las áreas globales no se les asigna directamente recursos de generación o demandas que no estén ya incluidas en las áreas operativas que la conforman.

7.4.2.3. Comunicación y recopilación de información con los agentes involucrados

Es de vital importancia en la elaboración el plan de racionamiento de un área específica, la interacción con cada uno de los agentes involucrados en la misma.

Una vez contactados los involucrados, se recopila la información de las unidades de generación que conformen el área. Igualmente, se recolecta información de los agentes distribuidores acerca de sus esquemas de conexión de carga, se especifican las cargas prioritarias en cada sector y se coordinan las necesidades de conexión según la importancia del consumidor final.

También es de gran importancia establecer los diferentes medios de comunicación de voz y datos con que se cuenta entre los agentes generadores, los distribuidores y el centro de control del CND; así como las posibles alternativas de respaldo ante la pérdida de los sistemas principales.

Tabla 7.1 Resumen descriptivo de la metodología propuesta.

Responsable	Proceso	Recurso implementado
(CND → MEM) → →CREG (emite resolución)	Declarar Riesgo de racionamiento inminente	• Valoración corto plazo: Disponibilidad de plantas • Valoración largo plazo: disponibilidad energética
CND	Buscar los Estudios y análisis eléctrico: • Tipo de día. • Indisponibilidad de unidades o energética. • Opciones de control: generadores, Shunt, SVC, cambiadores de tomas. • Clasificación de las áreas.	Simulaciones de la red, experiencia operativa, estudios anteriores.
Aplicación y supervisión: CND Maniobras: generadores, transportadores, distribuidores.	Acciones operativas necesarias según los estudios previos: generadores, Shunt, SVC, cambiadores de tomas.	Activos propiedad de cada uno.
CND y Agentes del mercado involucrados	Medidas	Equipos de medida SCADA
CND	Evaluación	Comparación de las medidas contra los estudios y análisis.

7.5. PLAN PARA LA APLICACIÓN DEL RACIONAMIENTO POR REDUCCIÓN DE TENSIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.

Cuando los estudios energéticos de mediano y corto plazo determinen la necesidad de iniciar el período de Racionamientos Programados, el CND lo pondrá en conocimiento, con el fin de que se declare la activación de este período.

A fin de disminuir el consumo de energía se aplicarán acciones operativas sobre el SIN mediante la reducción de los niveles de tensión en los puntos de entrega a las Empresas Distribuidoras. Considerando los estudios eléctricos realizados por Centro Nacional de Despacho (CND), en cuanto a valores mínimos para garantizar la seguridad del sistema eléctrico.

Esta medida será dispuesta y controlada por el CND, tomando como referencia, en una primera fase, los valores mínimos de tensión aprobados por la regulación nacional vigente, bajo condiciones normales de operación.

Para la reducción de los perfiles de voltaje, el CND coordinará con las Empresas de Distribución todas aquellas maniobras y acciones que involucren el movimiento de TAP's y/o LTC's en los transformadores, la conexión/desconexión de bancos de capacitores y reactores y, si fuere necesario, la desenergización de líneas de transmisión, en cuyo caso el CND deberá considerar los parámetros de seguridad del sistema.

Las Empresas Distribuidoras no deberán realizar ajustes en el sistema interno, de tal manera permitir que se consigan los objetivos planteados por la reducción del voltaje.

7.5.1. ROLES Y RESPONSABILIDADES ESPECÍFICOS

7.5.1.1. CND

Disponer de la medida de reducción de tensiones en los puntos de entrega a las Empresas Distribuidoras, a valores inferiores al 95% de la tensión nominal, en caso de que el riesgo de racionamiento se tornare inminente.

El CND determinará su inicio y finalización, la reducción de la demanda a alcanzarse mediante el ahorro de energía, de acuerdo con una planificación operativa energética.

Proporcionar a los agentes del mercado el acceso directo a información de tiempo real del SIN relevante para cada uno; a través de mecanismos de Internet, para mejorar el seguimiento y control de acciones en el área de influencia de cada Agente.

Integrar en este Plan las recomendaciones provenientes de los Agentes para disminuir la demanda de energía e incrementar su producción.

Asegurarse de que el abastecimiento de combustible se efectuará a las planta generadoras según la disponibilidad y el despacho programado.

Aplicar y controlar las medidas operativas para la reducción de voltaje en los puntos de entrega de potencia y energía a las empresas de distribución. Esto se debe hacer de la siguiente manera:

- Realizar las acciones necesarias en la operación en tiempo real del SIN, en coordinación con los agentes, para mantener los voltajes en los puntos de entrega a las empresas distribuidoras por debajo al 95% de la tensión nominal nominal.
- Disponer a las empresas distribuidoras que no ejecuten acciones en sus sistemas que contrarresten la estricta aplicación del objetivo de la reducción de la tensión.
- Evaluar diariamente la efectividad de esta medida y solicitar a las empresas distribuidoras los correctivos que fueren necesarios.
- Reportar eventuales incumplimientos de esta medida por parte de las empresas distribuidoras.

Establecer el plan de racionamiento y ponerlo en conocimiento de los agentes, para que su aplicación sea eficaz en el momento en que se decidiera.

Coordinar la ejecución del mantenimiento de los elementos del SIN, procurando minimizar la indisponibilidad de generación.

Coordinar con las Empresas de Distribución las acciones necesarias para garantizar la efectividad de las medidas de reducción de voltaje, precautelando la integridad de las instalaciones de los clientes.

7.5.1.2. EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Aplicar los planes de racionamiento de energía enfocado a los usuarios finales, según la programación operativa dispuesta por CND.

Implementar el plan de racionamiento dispuesto por CND para los Grandes Consumidores inmersos en su red de distribución.

Cumplir oportunamente las disposiciones de CND para el eficaz cumplimiento de los programas de racionamiento.

Informar oportunamente al CND cualquier novedad que se presentare para el cumplimiento de los programas de racionamiento.

Tomar conocimiento de los reportes periódicos emitidos por CND acerca de la situación operativa y energética del SIN y del abastecimiento de combustible.

Elaborar un Plan preventivo de Racionamiento en su área de operación, a ser aplicado de llegar a ser necesario para diferentes porcentajes de corte de servicio (5%, 10%, 15% y 20%), seleccionando los alimentadores que serán incluidos en cada escalón de corte.

Difundir campañas educativas para sensibilizar a la población acerca de la necesidad de reducir el consumo de energía, mediante el ahorro y uso eficiente de la energía.

Proponer al CND recomendaciones para la reducción en el consumo de energía.

7.5.1.3. GENERADORES, COGENERADORES Y GENERACIÓN MENOR DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

Tomar conocimiento de los reportes periódicos por parte de CND acerca de la situación operativa del SIN y el abastecimiento de combustible.

Coordinar oportunamente la adquisición del combustible requerido por las unidades térmicas, sobre la base de la programación del despacho

Mantener la disponibilidad de las unidades térmicas y las reservas adecuadas de combustible para un funcionamiento continuo, de acuerdo con los requerimientos del sistema.

Informar oportunamente al CND de posibles desabastecimientos de combustible, que limiten su operación a períodos menores que el semanal.

Declarar diariamente al CND, los volúmenes efectivos disponibles de combustible, los volúmenes a ser recibidos en los siguientes días, y las recepciones de combustible acumuladas en el mes en curso, así como cualquier novedad existente en la provisión normal.

Coordinar oportunamente con CND las solicitudes de mantenimiento, de modo que sean ejecutados en períodos de menor requerimiento del sistema (horas de baja demanda y días no laborables).

Mantener actualizados los parámetros técnicos de operación en condiciones de emergencia (potencias máximas y mínimas de emergencia y tiempo de permanencia).

7.5.2. REPORTES Y COMUNICACIÓN

La información a ser suministrada a los medios de comunicación deberá cumplir con los siguientes criterios:

Oportunidad: Reaccionar con oportunidad ante los eventos que afecten la prestación normal del servicio, para evitar que se produzcan vacíos en la comunicación.

Periodicidad: Tener a mano siempre información continua, veraz y actualizada sobre la evolución de la situación eléctrica y remitir los informes para los organismos respectivos, con la periodicidad establecida.

Solidaridad: Procurar que en cada mensaje emitido, prime el interés público sobre el particular. Se debe informar sobre todas las acciones que se realizan para evitar llegar a situaciones críticas como los racionamientos.

Claridad: El lenguaje que se debe utilizar con los medios de comunicación debe ser modificado, para referirse de forma sencilla y entendible, de acuerdo al público al que se dirija el mensaje.

8. CONCLUSIONES

- Es difícil decir exactamente cuanto es la cantidad de energía a racionar en el sistema y/o área, ya que se tiene un modelo de carga general para el sistema nacional y el comportamiento de la carga varía dependiendo de la composición de las cargas agregadas a cada barra.
- Al aplicar el racionamiento por reducción de tensión en sistema interconectado nacional se observa que es una medida que brinda una solución parcial al problema de déficit de potencia en caso de emergencia.
- La alternativa de racionar potencia por medio de la reducción de tensión es una medida de uso esporádico y solo en caso de emergencia. Ya que el estado normal para la operación del sistema es mantener las condiciones nominales de operación brindando un servicio con la mejor calidad.
- Para las empresas del sector energético relacionadas con la comercialización de energía, el racionamiento por reducción de tensión no es una alternativa favorable para sus intereses, ya que su principal interés es vender energía.
- Los entes encargados directamente de realizar y percibir la medida de reducción son las empresas de distribución, ya que son ellos los que conocen y manejan la carga afectada por esta medida en forma directa y son los encargados de realizar las maniobras indicadas por el CND.
- Al observar la aplicabilidad del racionamiento por reducción de tensión en el sistema interconectado nacional (SIN), los resultados se ven afectados por factores como el efecto capacitivo de la red, el aumento o disminución de las pérdidas por la variación de la tensión, la variación en los aportes de los reactivos; que afectan la tensión gracias a la relación que se tiene con la potencia reactiva.
- La clase de carga que se adapta mejor a esta disposición de racionamiento es la carga residencial. Caso contrario pasa con la carga industrial que en algunos casos no llega a disminuir la carga si que la aumenta debido a motores que se comportan como potencia constante.
- La mayor cantidad de energía ahorrada con la medida de racionamiento por reducción de tensión se obtendría en las horas de las puntas de demanda dado que a esas horas la mayor parte de la carga es residencial.

- Por lo presentado en este trabajo se puede decir que tiene viabilidad la aplicación de un racionamiento por reducción de tensión en el sistema colombiano, pero el valor exacto o muy aproximado del ahorro de potencia es difícil de decirlo sin conocer muy bien el modelo individual de las principales cargas o barras.
- Los logros reales de esta medida no son cuantificables desde la planeación, ya que hay muchos factores e imprevistos que solo son apreciables en la operación.

9. RECOMENDACIONES

- Realizar una parametrización de las principales barras, para conocer su modelo y así saber que tanto es el aporte de dicha carga al racionamiento total, debido a que la agregación de las cargas en todas las barras no es igual y por ende no se tendrán con exactitud la magnitud del racionamiento trabajando con el modelo establecido para el sistema nacional.
- Al realizar la parametrización de las cargas tener en cuenta la tensión a la cual fueron tomadas las medidas, ya que la mayoría de las tensiones no trabajan normalmente a la tensión nominal
- De lo posible no hacer uso de esta medida sobre cargas que sean predominantemente industriales, ya que su comportamiento no ayudarían al ahorro de energía si no todo lo contrario, acrecentaría la corriente demanda aumentando las pérdidas en el sistema.
- Después de haber establecido los diferentes modelos de cargas, realizar el estudio para cada una de áreas del sistema interconectado nacional (SIN), para así conocer la magnitud del aporte de cada una, con una mayor seguridad.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] FAJARDO R, Luis A.- “Modelos estáticos de carga”. Universidad Nacional de Colombia, 2003.
- [2] KUNDUR, P. Power System Stability and Control. Electric Power Research Institute, McGraw-Hill, 1994. USA.
- [3] IEEE Task Force Report.- “Load representation for dynamic performance analysis”. IEEE Trans. Power systems 1993, vol.8, no.2, p. 472-482.
- [4] KNYAZKIN, Valery, CAÑIZARES, Claudio y SODER, Lennart.- “On the Parameter Estimation of Linear Models of Aggregate Power System Loads”. IEEE Transactions on Power Systems 2003, p.1 -6.
- [5] IEEE Task Force Report.- “Standard load models for power flow and dynamic performance Simulation”. IEEE Trans. Power systems 1995, vol.10, no.3, p. 1302-1313.
- [6] ROMERO NAVARRO, Inés. “Dynamic Load Models for Power Systems”. Tesis (Phd Ingeniería Eléctrica). Suecia. Lund University. Department of Industrial Electrical Engineering and Automation. 2002. 166h.
- [7] HILL, David J- “Nonlinear dynamic models with recovery for voltage stability studies”. IEEE Trans. Power systems 1993, vol.8, no.1, p.166-176.
- [8] D. Karlsson, D.J. Hill, “Modeling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol.9, No. 1, February 1994.
- [9] Gerald L. Park and Richard Colony – “Voltage Reduction as a Means of Reducing Distribution Load”. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. PAS 96, no. 2, March/April 1977 pp 628 – 634.
- [10] J. C. Erickson and S. R. Gilligan, – “THE EFFECTS OF VOLTAGE REDUCTION ON DISTRIBUTION CIRCUIT LOADS”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 7 July 1982 pp 2014 – 2018.
- [11] José Ingenieros – “ESTUDIO COMPARADO DE LOS EFECTOS DE LA EMERGENCIA EN EL MEM EN LAS CRISIS DEL AÑO 1989 / 2001” presentación 05 de Septiembre de 2005 (www.ceare.org/materiales/jm2.ppt).
- [12] CENACE – “PLAN DE CONTINGENCIA PARA ADMINISTRAR LA CONDICIÓN DE DÉFICIT DE ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL ECUADOR” Julio – 2006.
- [13] Resolución 217 de 01 de Diciembre de 1998, de La Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), por la cual se modifican y complementan algunas de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-217 de 1997, que

establece el Estatuto de Racionamiento, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

[13] INTERCONEXIÓN ELECTRICA S.A. E.S.P. “El sector eléctrico colombiano, orígenes, evolución y retos –[1882-1999]”. Medellín : ISA, 2002.

[14] ZULUAGA, J. “Voltaje Constraints Approach in Power Market Model”. Winsconsin-USA, 2002, p. 72. M.S. Thesis on Electrical and Computer Engineering. University of Winsconsin.

[15], Pagina web oficial de la Unidad de Planeamiento Minero Energético – UPME. [en línea] < URL : <http://www.upme.gov.co>>

[16], Pagina web oficial de INTERCONEXIÓN ELECTRICA S.A. E.S-P. [en línea] < URL : <http://www.isa.com.co>>

[17], Pagina web oficial de la COMISION REGULADORA DE ENERGIA Y GAS. [en línea] < URL : [http:// www.crec.gov.co](http://www.crec.gov.co)>

[18] ISA-CND, Documentos asociados con la dirección Operación del Sistema Interconectado Nacional.

[19] JAIRO SERRANO, “Servicios Complementarios: Propuesta De Remuneración Para Las Plantas Que Prestan El Servicio Y Guía Operativa De Restablecimiento De Un Área Del Sin.” 2002, Msc Tesis en la Universidad Industrial de Santander.

ANEXOS

A1. MODELADO DE LA CARGA DEL SIN

El sistema interconectado nacional (SIN) está conformado por un extenso parque de generación (aproximadamente un 60% hidráulica y 40% térmica), también cuenta con miles de kilómetros de líneas de transmisión (500 kV, 230 kV), sub-transmisión y distribución, cientos de transformadores, bancos de condensadores y reactores; además presenta una gran diversidad de cargas industriales, comerciales y residenciales entre otros dispositivos. Cada uno de los elementos que se encuentran en el sistema cuenta con un modelo matemático que lo representa y que permite examinar su comportamiento al variar las condiciones de operación.

Las empresas encargadas de manejar la generación, la transmisión y la distribución; tienen el deber de conocer y representar el comportamiento de sus activos y su interacción con el resto de elementos de su sistema o subsistema, para tener una mejor uso de los mismos. Por esto, es necesario contar con una herramienta que permita representar y estudiar el comportamiento de sistemas de potencia de una manera rápida y confiable. En la actualidad existen muchos software especializados en el estudio de los sistemas eléctricos de potencia, entre los cuales se destaca el software DlgSILENT™, utilizado en el sistema colombiano para realizar diferentes estudios entre los cuales están: análisis de flujo de la carga, flujo de energía óptimo, funciones de la protección, armónicos, análisis de falla, dinámica del sistema, análisis de red del baja tensión, optimización de la red de distribución, análisis de la confiabilidad, entre otros. A continuación se presenta en forma general el modelo de carga que presenta el DlgSILENT para la realización de las diferentes opciones que presenta.

MODELO DE CARGA AGREGADA EN EL SOFTWARE DIGSILENT

En el software DlgSILENT™ el modelo general de carga agregada para una barra es representado por una función de transferencia $F(s)$, tal como se muestra en la Figura A1.

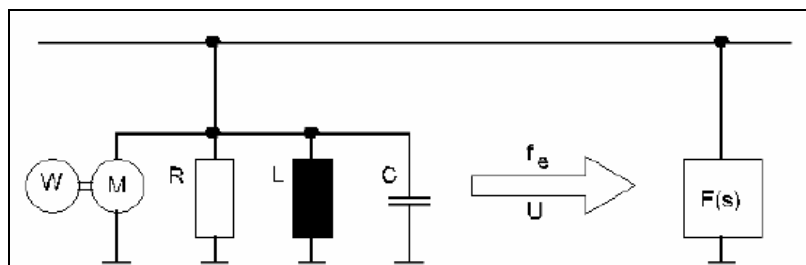


FIGURA A1. MODELO DE CARGA AGREGADA EN DIGSILENT.™

En este modelo, la carga agregada es expresada por una función en el dominio de Laplace, en la cual las variables de entrada son voltaje y frecuencia, y la salida es potencia, tanto activa como reactiva.

En este modelo se incluye, tanto la parte dinámica como la parte estática de la carga, introduciendo el porcentaje de carga dinámica hay en la carga compuesta. Para la parte estática se tiene el modelo exponencial de carga, descrito en el primer capítulo del presente trabajo. Para la parte dinámica de la carga la función $F(s)$, puede ser descompuesta en un conjunto de diagramas de bloques, los cuales se muestran en la Figura A2.

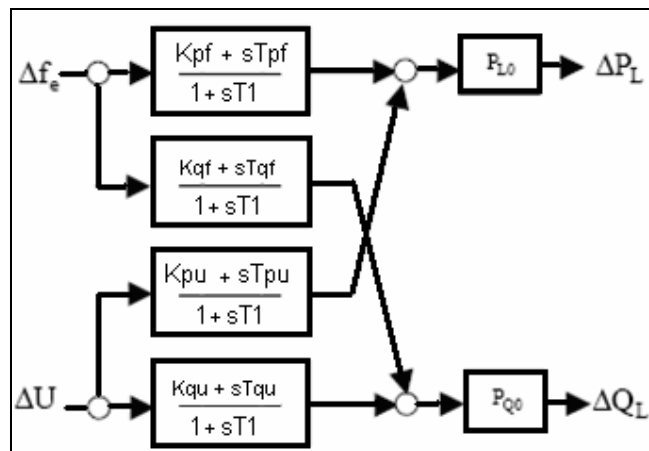


FIGURA A2. MODELO DE CARGA EN DIGSILENT™

En donde:

K_{pf} : constante de la potencia activa dependiente de la frecuencia.

T_{pf} : constante de recuperación de la potencia activa dependiente de la frecuencia.

K_{qf} : constante de la potencia reactiva dependiente de la frecuencia.

T_{pf} : constante de recuperación de la potencia reactiva dependiente de la frecuencia.

K_{pu} : constante de la potencia activa dependiente del voltaje.

T_{pu} : constante de recuperación de la potencia activa dependiente del voltaje.

K_{qu} : constante de la potencia reactiva dependiente del voltaje.

T_{qu} : constante de recuperación de la potencia reactiva dependiente del voltaje.

T_1 : constante de tiempo de la carga dinámica.

P_{L0} : potencia activa inicial o de estado estable.

Q_{L0} : potencia reactiva inicial o de estado estable.

Δf : delta de cambio en la frecuencia.

ΔU : delta de cambio en el voltaje.

ΔP : incremento de P_{L0} ante un ΔU y Δf .

ΔQ : incremento de Q_{L0} ante un ΔU y Δf .

Las constantes K_{pu} , K_{qu} , K_{pf} , K_{qf} , son las mismas que se definen para la parte estática de la carga.

El modelo de carga usado por el DigSILENT™, es una versión linealizada del modelo dinámico no-lineal con recuperación exponencial, descrito en el capítulo uno, agregando una dependencia de la frecuencia. Este modelo ha sido aplicado satisfactoriamente en varias partes de mundo contrastando simulaciones y medidas de campo, en este sistema las variaciones en la frecuencia y en el voltaje de la red no se alejan mucho de los valores nominales.

Modelo de STN

El Centro nacional de despacho (CND), tiene como función realizar la planeación, despacho y operación del sistema colombiano, optimizando los recursos al máximo con los que cuenta el sistema de transmisión nacional (STN); brindando una operación confiable, con calidad y continuidad en el servicio, de la forma más económica para este. El CND utiliza este software para realizar diferentes estudios en las distintas funciones mencionadas anteriormente

La carga en el STN ha sido modelada suponiendo una cierta composición que incluye una parte que puede ser modelada como una carga ZIP, agrupación de impedancia, corriente y potencia constante (modelo estático) y la otra parte, que presenta comportamiento dinámico.

Para caracterizar la variabilidad de la carga con respecto a la tensión es necesario contar con registros de falla que permitan contrastar la simulación con la realidad, es un criterio que tiene en cuenta los diversos aportes y recomendaciones de la literatura técnica sobre el particular. En el caso Colombiano, se contó con registros de la evolución de la tensión en las diferentes áreas del SIN con diferentes resoluciones de tiempo.

Conviene recordar que en toda simulación con herramientas de análisis eléctrico se representa la carga mediante modelos polinomiales, exponenciales e híbridos, y con linealizaciones adicionales alrededor del punto de operación, y en algunos casos se realizan combinaciones según los fenómenos bajo estudio [3, 4].

Con base en modelos polinomiales, la herramienta de análisis eléctrico DigSilent modela la carga con estructuras linealizadas según las siguientes expresiones:

$$\Delta P_L = K_{pU} \Delta U + K_{pf} \Delta f_e$$

$$\Delta Q_L = K_{qU} \Delta U + K_{qf} \Delta f_e$$

Con este modelo se expresa la dependencia que algunas cargas presentan con respecto a la tensión y la frecuencia, mediante los coeficientes K_{pU} , K_{pf} , K_{qU} y K_{qf} .

Por lo tanto, dependiendo de la condición de operación (horas de mínima, media o máxima demanda), se ha asumido una cierta composición (estática y dinámica) de la carga del sistema. Para el ajuste de los coeficientes, se han tomado valores iniciales de los coeficientes, que luego han sido modificados de modo empírico para obtener mediante simulaciones una aproximación al comportamiento real de STN con base a eventos seleccionados.

Teniendo en cuenta que la mayor parte de la carga de motores del SIN tienen su dinámica modelada independientemente en el DigSilent, de las simulaciones realizadas para representar los eventos, el conjunto de factores para modelar el resto de la carga que mayor aproximación presentó en las simulaciones, comparando con los datos registrados, fue el siguiente:

$$\Delta P_L = 1,6\Delta U + 1,0\Delta f_e$$

$$\Delta Q_L = 1,8\Delta U - 0,5\Delta f_e$$

Estos factores son consistentes con los evaluados en las Referencias [4] con pequeñas variaciones en Kpu y precisiones en Kpf, manteniendo consistencia con parámetros usados por EPRI [3] y Kundur [4].

Los eventos de pérdida de generación o carga, han sido simulados, con el criterio de lograr un acercamiento a la pendiente de caída o aumento de la frecuencia luego de la desconexión un grupo o central y/o carga. Por otro lado, los eventos de pérdida de activos, de los cuales se obtienen los registros de falla, son tenidos en cuenta para ajustar los coeficientes relacionados con la tensión.

Todo este trabajo ha permitido tener un modelo de carga para el STN, que ha venido afinándose con el transcurso del tiempo, arrojando resultados muy cercanos a los obtenidos en la realidad y tomando como válido ese modelo. Cabe notar que este modelo es validado periódicamente.

Referencia

- [1] Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN Año 2006 INFORME FINAL, septiembre de 2005.
- [2] Software DIgSILENT™ PowerFactory
- [3] EPRI, "Load Modeling for Power Flow and Transient Stability Computer Studies", Volume 2, EPRI EL-5003, Project 849-7, Final Report, January 1987.
- [4] Kundur, P. "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, 1994.

A2. CUADRO DE RESUMEN PARA CADA UNA DE LAS ÁREAS DEL SISTEMA

Demanda máxima Sin considerar la variación de la carga con la tensión

Load Flow calculation						Area Summary	
Balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergency	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits	No			Nodes	1.00 kVA		
				Model Equations	0.10 %		
Grid: Antioquia						/ 1	
System stage: Antioquia Dem M Study Case: SIN-Dem Máxima						Annex:	
Grid: Antioquia						Summary	
No. of Substations	60	No. of Busbars	166	No. of Terminals	32	No. of Lines	109
No. of 2-w Trfs.	35	No. of 3-w Trfs.	54	No. of syn. Machines	25	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	41	No. of Shunts	1	No. of SVS	0		
Generation	=	1728.50 MW	335.03 Mvar	1760.67 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	209.94 MW	-277.36 Mvar				
Load P(U)	=	1500.00 MW	540.79 Mvar	1594.51 MVA			
Load P(Un)	=	1500.00 MW	540.79 Mvar	1594.51 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	18.56 MW	99.16 Mvar				
Line Charging	=		-220.67 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-27.56 Mvar				
Installed Capacity	=	2015.91 MW					
Spinning Reserve	=	287.41 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.98 [-]					
Load/Motor	=	0.94 / 0.00 [-]					
Grid: Atlantico						/ 2	
System stage: Atlantico Dem M Study Case: SIN-Dem Máxima						Annex:	
Grid: Atlantico						Summary	
No. of Substations	43	No. of Busbars	112	No. of Terminals	60	No. of Lines	48
No. of 2-w Trfs.	29	No. of 3-w Trfs.	24	No. of syn. Machines	7	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	42	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	670.00 MW	248.30 Mvar	714.53 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	191.54 MW	-10.85 Mvar				
Load P(U)	=	555.89 MW	238.81 Mvar	605.02 MVA			
Load P(Un)	=	555.89 MW	238.81 Mvar	605.02 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	5.48 MW	136.68 Mvar				
Line Charging	=		-52.21 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		0.00 Mvar				
Installed Capacity	=	889.26 MW					
Spinning Reserve	=	219.26 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.94 [-]					
Load/Motor	=	0.92 / 0.00 [-]					
Inter Area Flow to							
STN 500	=	61.44 MW	4.13 Mvar				
GCM	=	130.11 MW	-14.98 Mvar				
Total	=	191.54 MW	-10.85 Mvar				
Grid: Bogota						/ 3	
System stage: Bogota Dem Maxi Study Case: SIN-Dem Máxima						Annex:	
Grid: Bogota						Summary	
No. of Substations	45	No. of Busbars	62	No. of Terminals	24	No. of Lines	71
No. of 2-w Trfs.	10	No. of 3-w Trfs.	14	No. of syn. Machines	5	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	37	No. of Shunts	14	No. of SVS	0		
Generation	=	178.00 MW	113.81 Mvar	211.27 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-1821.13 MW	-304.83 Mvar				
Load P(U)	=	1906.35 MW	502.29 Mvar	1971.41 MVA			
Load P(Un)	=	1906.35 MW	502.29 Mvar	1971.41 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	17.04 MW	246.40 Mvar				
Line Charging	=		-50.86 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-286.19 Mvar				
Installed Capacity	=	547.33 MW					
Spinning Reserve	=	369.33 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.84 [-]					
Load/Motor	=	0.97 / 0.00 [-]					
Inter Area Flow to							
Chivor	=	-1444.91 MW	-189.88 Mvar				
Meta	=	-109.08 MW	9.62 Mvar				
Pagua	=	-234.35 MW	-47.91 Mvar				
San Carlos	=	-32.80 MW	-76.66 Mvar				
Total	=	-1821.13 MW	-304.83 Mvar				

Grid: Bolívar		System Stage: Bolívar Dem Max Study Case: SIN-Dem Máxima				Annex:		/ 4	
Grid: Bolívar		Summary							
No. of Substations	25	No. of Busbars	61	No. of Terminals	56	No. of Lines	40		
No. of 2-w Trfs.	22	No. of 3-w Trfs.	20	No. of syn. Machines	2	No. of asyn. Machines	0		
No. of Loads	32	No. of Shunts	1	No. of SVS	0				
Generation	=	110.00 MW	49.35 Mvar	120.56 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-205.80 MW	-178.73 Mvar						
Load P(U)	=	345.06 MW	160.84 Mvar	380.71 MVA					
Load P(Un)	=	345.06 MW	160.84 Mvar	380.71 MVA					
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	5.98 MW	112.94 Mvar						
Line Charging	=		-5.65 Mvar						
Compensation ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		-41.34 Mvar						
Installed Capacity	=	150.00 MW							
Spinning Reserve	=	40.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.91	0.91	[-]					
Load/Motor	=	0.91	0.00	[-]					
Inter Area Flow to	=	-10.56 MW	-5.45 Mvar						
Cordoba-Sucre	=								
STN 500	=	-195.24 MW	-173.28 Mvar						
Total	=	-205.80 MW	-178.73 Mvar						
Grid: CQR		System Stage: CQR Dem Máxima Study Case: SIN-Dem Máxima				Annex:		/ 5	
Grid: CQR		Summary							
No. of Substations	25	No. of Busbars	47	No. of Terminals	24	No. of Lines	46		
No. of 2-w Trfs.	12	No. of 3-w Trfs.	6	No. of syn. Machines	11	No. of asyn. Machines	0		
No. of Loads	18	No. of Shunts	6	No. of SVS	0				
Generation	=	275.00 MW	67.14 Mvar	283.08 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-250.31 MW	151.14 Mvar						
Load P(U)	=	511.61 MW	171.86 Mvar	539.70 MVA					
Load P(Un)	=	511.61 MW	171.86 Mvar	539.70 MVA					
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	13.70 MW	-615.55 Mvar						
Line Charging	=		-732.82 Mvar						
Compensation ind.	=		368.75 Mvar						
Compensation cap.	=		-9.05 Mvar						
Installed Capacity	=	287.07 MW							
Spinning Reserve	=	12.07 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.95	0.97	[-]					
Load/Motor	=	0.95	0.00	[-]					
Inter Area Flow to	=	-78.40 MW	34.49 Mvar						
Pagua	=								
San Carlos	=	-613.35 MW	91.42 Mvar						
Vallecauca	=	441.44 MW	25.23 Mvar						
Total	=	-250.31 MW	151.14 Mvar						
Grid: Cauca-Nariño		System Stage: Cauca-Nariño De Study Case: SIN-Dem Máxima				Annex:		/ 6	
Grid: Cauca-Nariño		Summary							
No. of Substations	17	No. of Busbars	22	No. of Terminals	9	No. of Lines	20		
No. of 2-w Trfs.	7	No. of 3-w Trfs.	3	No. of syn. Machines	5	No. of asyn. Machines	0		
No. of Loads	13	No. of Shunts	3	No. of SVS	0				
Generation	=	45.00 MW	15.14 Mvar	47.48 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-284.82 MW	3.20 Mvar						
Load P(U)	=	321.36 MW	125.39 Mvar	344.96 MVA					
Load P(Un)	=	321.36 MW	125.39 Mvar	344.96 MVA					
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	8.46 MW	-32.53 Mvar						
Line Charging	=		-115.80 Mvar						
Compensation ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		-80.93 Mvar						
Installed Capacity	=	45.12 MW							
Spinning Reserve	=	0.12 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.93	0.95	[-]					
Load/Motor	=	0.93	0.00	[-]					
Inter Area Flow to	=	-244.88 MW	10.06 Mvar						
Huila-Caqueta	=								
Vallecauca	=	-39.94 MW	-6.85 Mvar						
Total	=	-284.82 MW	3.20 Mvar						

Grid: Cerromatoso		System Stage: Cerromatoso Dem			Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 7
Grid: Cerromatoso		Summary							
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	12	No. of Lines	6		
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	4	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	8	No. of Shunts	2	No. of SVS	0				
Generation	=	332.00 MW	-73.74 Mvar	340.09 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	327.55 MW	-108.77 Mvar						
Load P(U)	=	149.90 MW	72.05 Mvar	166.32 MVA					
Load P(Un)	=	149.90 MW	72.05 Mvar	166.32 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	1.82 MW	36.04 Mvar						
Line Charging	=		-4.06 Mvar						
Compensation Ind.	=		59.51 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	333.72 MW							
Spinning Reserve	=	1.72 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.90	0.98						
Load/Motor	=	0.90	0.00						
Inter Area Flow to									
Cordoba-Sucre	=	57.88 MW	27.87 Mvar						
Antioquia	=	55.33 MW	15.43 Mvar						
STN 500	=	214.34 MW	-152.07 Mvar						
Total	=	327.55 MW	-108.77 Mvar						
Grid: Chivor		System Stage: Chivor Dem Maxi			Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 8
Grid: Chivor		Summary							
No. of Substations	2	No. of Busbars	8	No. of Terminals	9	No. of Lines	11		
No. of 2-w Trfs.	9	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	9	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	=	2010.00 MW	601.03 Mvar	2097.94 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	2009.57 MW	410.43 Mvar						
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	0.43 MW	190.60 Mvar						
Line Charging	=		-8.71 Mvar						
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	2154.34 MW							
Spinning Reserve	=	144.34 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.96							
Load/Motor	=	0.00	0.00						
Inter Area Flow to									
Bogota	=	1468.13 MW	320.55 Mvar						
Nordeste	=	329.20 MW	12.67 Mvar						
Meta	=	212.23 MW	77.21 Mvar						
Total	=	2009.57 MW	410.43 Mvar						
Grid: Cordoba-Sucre		System Stage: Cordoba-Sucre D			Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 9
Grid: Cordoba-Sucre		Summary							
No. of Substations	26	No. of Busbars	39	No. of Terminals	29	No. of Lines	35		
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	31	No. of Shunts	1	No. of SVS	0				
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-45.96 MW	-20.88 Mvar						
Load P(U)	=	270.43 MW	111.80 Mvar	292.62 MVA					
Load P(Un)	=	270.43 MW	111.80 Mvar	292.62 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	20.95 MW	88.35 Mvar						
Line Charging	=		-20.68 Mvar						
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		-1.66 Mvar						
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.00							
Load/Motor	=	0.92	0.00						
Inter Area Flow to									
Cerromatoso	=	-56.62 MW	-24.69 Mvar						
Bolivar	=	10.66 MW	3.82 Mvar						
Total	=	-45.96 MW	-20.88 Mvar						

Grid: GCM		System Stage: GCM Dem Máxima			Study Case: SIN-Dem Máxima		Annex:		/ 10		
Grid: GCM		Summary									
No. of Substations	38	No. of Busbars	63	No. of Terminals	124	No. of Lines	75				
No. of 2-w Trfs.	32	No. of 3-w Trfs.	25	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	92	No. of Shunts	4	No. of SVS	0						
Generation	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-129.30 MW	-7.40	Mvar							
Load P(U)	=	347.82 MW	157.69	Mvar	381.89 MVA						
Load P(Un)	=	347.82 MW	157.69	Mvar	381.89 MVA						
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00	Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	11.41 MW	-46.80	Mvar							
Line Charging	=		-171.54	Mvar							
Compensation ind.	=		0.00	Mvar							
Compensation cap.	=		-119.10	Mvar							
Installed Capacity	=	0.00 MW									
Spinning Reserve	=	0.00 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.91	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.91 / 0.00 [-]									
Inter Area Flow to											
Atlántico	=	-129.30 MW	-7.40	Mvar							
Total	=	-129.30 MW	-7.40	Mvar							
=====											
Grid: Huila-Caqueta		System Stage: Huila-Caqueta D			Study Case: SIN-Dem Máxima		Annex:		/ 11		
Grid: Huila-Caqueta		Summary									
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	3	No. of Lines	11				
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	6	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	390.00 MW	70.21	Mvar	396.27 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	238.77 MW	-31.86	Mvar							
Load P(U)	=	144.92 MW	52.37	Mvar	154.09 MVA						
Load P(Un)	=	144.92 MW	52.37	Mvar	154.09 MVA						
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	-0.00	Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	6.31 MW	49.70	Mvar							
Line Charging	=		-10.42	Mvar							
Compensation ind.	=		0.00	Mvar							
Compensation cap.	=		0.00	Mvar							
Installed Capacity	=	543.78 MW									
Spinning Reserve	=	153.78 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.94	0.98	[-]							
Load/Motor	=	0.94 / 0.00 [-]									
Inter Area Flow to											
Tolima	=	-8.88 MW	-6.98	Mvar							
Cauca-Nariño	=	247.65 MW	-24.88	Mvar							
Total	=	238.77 MW	-31.86	Mvar							
=====											
Grid: Meta		System Stage: Meta Dem Máxima			Study Case: SIN-Dem Máxima		Annex:		/ 12		
Grid: Meta		Summary									
No. of Substations	3	No. of Busbars	4	No. of Terminals	1	No. of Lines	2				
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-100.21 MW	-85.83	Mvar							
Load P(U)	=	100.09 MW	74.37	Mvar	124.69 MVA						
Load P(Un)	=	100.09 MW	74.37	Mvar	124.69 MVA						
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	-0.00	Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	0.13 MW	11.46	Mvar							
Line Charging	=		1.58	Mvar							
Compensation ind.	=		0.00	Mvar							
Compensation cap.	=		0.00	Mvar							
Installed Capacity	=	0.00 MW									
Spinning Reserve	=	0.00 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.80	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.80 / 0.00 [-]									
Inter Area Flow to											
Bogotá	=	109.65 MW	-18.23	Mvar							
Chivor	=	-209.86 MW	-67.60	Mvar							
Total	=	-100.21 MW	-85.83	Mvar							

Grid: Nordeste		System Stage: Nordeste Dem Ma Study Case: SIN-Dem Máxima				Annex: / 13	
Grid: Nordeste		Summary					
No. of Substations	31	No. of Busbars	46	No. of Terminals	21	No. of Lines	39
No. of 2-w Trfs.	13	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	5	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	20	No. of Shunts	5	No. of SVS	0		
Generation	=	313.00 MW	196.36 Mvar	369.50 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-441.04 MW	-63.36 Mvar				
Load P(U)	=	775.24 MW	308.53 Mvar	834.38 MVA			
Load P(Un)	=	775.24 MW	308.53 Mvar	834.38 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	10.47 MW	-94.59 Mvar				
Line Charging	=		-258.86 Mvar				
Compensation ind.	=		47.82 Mvar				
Compensation cap.	=		-77.89 Mvar				
Installed Capacity	=	396.32 MW					
Spinning Reserve	=	83.32 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.85					
Load/Motor	=	0.93 / 0.00					
Inter Area Flow to							
Chivor	=	-323.67 MW	-3.78 Mvar				
San Carlos	=	-117.37 MW	-59.58 Mvar				
Total	=	-441.04 MW	-63.36 Mvar				

Grid: Pagua		System Stage: Pagua Dem Máxim Study Case: SIN-Dem Máxima				Annex: / 14	
Grid: Pagua		Summary					
No. of Substations	3	No. of Busbars	13	No. of Terminals	7	No. of Lines	12
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	6	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	480.00 MW	73.77 Mvar	485.64 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	479.64 MW	16.78 Mvar				
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	0.36 MW	56.99 Mvar				
Line Charging	=		-4.56 Mvar				
Compensation ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		0.00 Mvar				
Installed Capacity	=	607.50 MW					
Spinning Reserve	=	127.50 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.99					
Load/Motor	=	0.00 / 0.00					
Inter Area Flow to							
Bogota	=	234.94 MW	33.19 Mvar				
COR	=	78.74 MW	-60.17 Mvar				
Tolima	=	165.96 MW	43.77 Mvar				
Total	=	479.64 MW	16.78 Mvar				

Grid: STN 500		System Stage: STN 500 Dem Max Study Case: SIN-Dem Máxima				Annex: / 15	
Grid: STN 500		Summary					
No. of Substations	10	No. of Busbars	20	No. of Terminals	36	No. of Lines	14
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	0	No. of Shunts	23	No. of SVS	1		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-588.77 MW	249.62 Mvar				
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	9.00 MW	-2547.62 Mvar				
Line Charging	=		-2681.50 Mvar				
Compensation ind.	=		1818.15 Mvar				
Compensation cap.	=		-21.57 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.00					
Load/Motor	=	0.00 / 0.00					
Inter Area Flow to							
Atlántico	=	-61.09 MW	-13.65 Mvar				
Bolívar	=	195.66 MW	172.83 Mvar				
Cerromatoso	=	-183.21 MW	148.86 Mvar				
San Carlos	=	-540.13 MW	-58.42 Mvar				
Total	=	-588.77 MW	249.62 Mvar				

Grid: San Carlos		System Stage: San Carlos Dem			Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 16
Grid: San Carlos		Summary							
No. of Substations	10	No. of Busbars	18	No. of Terminals	10	No. of Lines	22		
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	4	No. of syn. Machines	4	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	0	No. of Shunts	2	No. of SVS	0				
Generation	=	1169.49 MW	260.23 Mvar	1198.09 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	1046.93 MW	168.11 Mvar						
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	2.33 MW	33.52 Mvar						
Line Charging	=		-105.79 Mvar						
Compensation Ind.	=		99.89 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	1245.60 MW							
Spinning Reserve	=	76.11 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.98	[-]						
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]						

Inter Area Flow to									
Nordeste	=	118.53 MW	36.01 Mvar						
Antioquia	=	-261.97 MW	223.94 Mvar						
Bogota	=	33.03 MW	40.46 Mvar						
CQR	=	617.21 MW	-190.72 Mvar						
STN 500	=	540.13 MW	58.42 Mvar						
Total	=	1046.93 MW	168.11 Mvar						
=====									
Grid: Tolima		System Stage: Tolima Dem Maxi			Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 17
Grid: Tolima		Summary							
No. of Substations	8	No. of Busbars	12	No. of Terminals	5	No. of Lines	13		
No. of 2-w Trfs.	4	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	2	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	7	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	=	47.00 MW	7.59 Mvar	47.61 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-155.57 MW	-109.23 Mvar						
Load P(U)	=	201.92 MW	103.10 Mvar	226.72 MVA					
Load P(Un)	=	201.92 MW	103.10 Mvar	226.72 MVA					
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	0.65 MW	14.68 Mvar						
Line Charging	=		-9.65 Mvar						
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	51.00 MW							
Spinning Reserve	=	4.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.99	[-]						
Load/Motor	=	0.89 / 0.00	[-]						

Inter Area Flow to									
Huila-Caqueta	=	8.96 MW	-38.68 Mvar						
Pagua	=	-164.53 MW	-70.56 Mvar						
Total	=	-155.57 MW	-109.23 Mvar						
=====									
Grid: vallecauca		System Stage: vallecauca Dem			Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 18
Grid: vallecauca		Summary							
No. of Substations	31	No. of Busbars	53	No. of Terminals	50	No. of Lines	56		
No. of 2-w Trfs.	34	No. of 3-w Trfs.	21	No. of syn. Machines	12	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	23	No. of Shunts	1	No. of SVS	0				
Generation	=	587.00 MW	47.68 Mvar	588.93 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-400.76 MW	-74.19 Mvar						
Load P(U)	=	978.11 MW	317.20 Mvar	1028.25 MVA					
Load P(Un)	=	978.11 MW	317.20 Mvar	1028.25 MVA					
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	9.65 MW	49.54 Mvar						
Line Charging	=		-123.13 Mvar						
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		-244.86 Mvar						
Installed Capacity	=	693.86 MW							
Spinning Reserve	=	106.86 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	1.00	[-]						
Load/Motor	=	0.95 / 0.00	[-]						

Inter Area Flow to									
Cauca-Nariño	=	40.16 MW	-15.53 Mvar						
CQR	=	-440.92 MW	-58.66 Mvar						
Total	=	-400.76 MW	-74.19 Mvar						

Demanda máxima considerando la variación de la carga con la tensión

Load Flow Calculation										Area Summary	
Balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergency				No			
Automatic Tap Adjust of Transformers				Max. Acceptable Load Flow Error for				1.00 kVA			
Consider Reactive Power Limits				Nodes				0.10 %			
				Model Equations							

Grid: Antioquia		System Stage: Antioquia Dem M Study Case: SIN-Dem Maxima								Annex: / 1	
Grid: Antioquia		Summary									
No. of Substations	60	No. of Busbars	166	No. of Terminals	32	No. of Lines	109				
No. of 2-w Trfs.	35	No. of 3-w Trfs.	54	No. of syn. Machines	25	No. of asyn. Machines	0				
No. of Loads	41	No. of Shunts	1	No. of SVS	0						
Generation	= 1728.50 MW		335.03 Mvar	1760.67 MVA							
External Infeed	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	= 209.94 MW		-277.36 Mvar								
Load P(U)	= 1500.00 MW		540.79 Mvar	1594.51 MVA							
Load P(Un)	= 1500.00 MW		540.79 Mvar	1594.51 MVA							
Load P(Un-U)	= -0.00 MW		0.00 Mvar								
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	= 18.56 MW		99.16 Mvar								
Line Charging	=		-220.67 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		-27.56 Mvar								
Installed Capacity	= 2015.91 MW										
Spinning Reserve	= 287.41 MW										
Total Power Factor:											
Generation	= 0.98 [-]										
Load/Motor	= 0.94 / 0.00 [-]										

Grid: Atlantico		System Stage: Atlantico Dem M Study Case: SIN-Dem Maxima								Annex: / 2	
Grid: Atlantico		Summary									
No. of Substations	43	No. of Busbars	112	No. of Terminals	60	No. of Lines	48				
No. of 2-w Trfs.	29	No. of 3-w Trfs.	24	No. of syn. Machines	7	No. of asyn. Machines	0				
No. of Loads	42	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	= 670.00 MW		166.73 Mvar	690.43 MVA							
External Infeed	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	= 189.78 MW		-33.93 Mvar								
Load P(U)	= 528.87 MW		225.95 Mvar	575.12 MVA							
Load P(Un)	= 555.89 MW		238.81 Mvar	605.02 MVA							
Load P(Un-U)	= 27.02 MW		12.86 Mvar								
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	= 5.00 MW		115.28 Mvar								
Line Charging	=		-53.48 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	= 889.26 MW										
Spinning Reserve	= 219.26 MW										
Total Power Factor:											
Generation	= 0.97 [-]										
Load/Motor	= 0.92 / 0.00 [-]										

Inter Area Flow to											
STN 500	= 59.85 MW		-2.69 Mvar								
GCM	= 129.92 MW		-31.24 Mvar								
Total	= 189.78 MW		-33.93 Mvar								

Grid: Bogota		System Stage: Bogota Dem Maxi Study Case: SIN-Dem Maxima								Annex: / 3	
Grid: Bogota		Summary									
No. of Substations	45	No. of Busbars	62	No. of Terminals	24	No. of Lines	71				
No. of 2-w Trfs.	10	No. of 3-w Trfs.	14	No. of syn. Machines	5	No. of asyn. Machines	0				
No. of Loads	37	No. of Shunts	14	No. of SVS	0						
Generation	= 178.00 MW		112.58 Mvar	210.61 MVA							
External Infeed	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	= -1832.60 MW		-302.60 Mvar								
Load P(U)	= 1932.18 MW		508.31 Mvar	1997.93 MVA							
Load P(Un)	= 1906.35 MW		502.29 Mvar	1971.41 MVA							
Load P(Un-U)	= -25.83 MW		-6.02 Mvar								
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	= 16.64 MW		246.86 Mvar								
Line Charging	=		-50.98 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		-286.74 Mvar								
Installed Capacity	= 547.33 MW										
Spinning Reserve	= 369.33 MW										
Total Power Factor:											
Generation	= 0.85 [-]										
Load/Motor	= 0.97 / 0.00 [-]										

Inter Area Flow to											
Chivor	= -1443.26 MW		-186.09 Mvar								
Meta	= -107.74 MW		11.57 Mvar								
Pagua	= -246.33 MW		-51.80 Mvar								
San Carlos	= -35.27 MW		-76.28 Mvar								
Total	= -1832.60 MW		-302.60 Mvar								

Grid: Bolívar		System Stage: Bolívar Dem Max Study Case: SIN-Dem Maxima				Annex:		/ 4	
Grid: Bolívar		Summary							
No. of Substations	25	No. of Busbars	61	No. of Terminals	56	No. of Lines	40		
No. of 2-w Trfs.	22	No. of 3-w Trfs.	20	No. of syn. Machines	2	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	32	No. of Shunts	1	No. of SVS	0				
Generation	=	110.00 MW	25.90 Mvar	113.01 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-189.70 MW	-173.48 Mvar						
Load P(U)	=	329.40 MW	152.57 Mvar	363.01 MVA					
Load P(Un)	=	345.06 MW	160.84 Mvar	380.71 MVA					
Load P(Un-U)	=	15.67 MW	8.27 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	4.96 MW	93.31 Mvar						
Line Charging	=		-6.06 Mvar						
Compensation ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		-44.39 Mvar						
Installed Capacity	=	150.00 MW							
Spinning Reserve	=	40.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.97	[-]						
Load/Motor	=	0.91 / 0.00	[-]						
Inter Area Flow to									
Cordoba-Sucre	=	-9.02 MW	-4.10 Mvar						
STN 500	=	-180.68 MW	-169.38 Mvar						
Total	=	-189.70 MW	-173.48 Mvar						
Grid: CQR		System Stage: CQR Dem Maxima Study Case: SIN-Dem Maxima				Annex:		/ 5	
Grid: CQR		Summary							
No. of Substations	25	No. of Busbars	47	No. of Terminals	24	No. of Lines	46		
No. of 2-w Trfs.	12	No. of 3-w Trfs.	6	No. of syn. Machines	11	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	18	No. of Shunts	6	No. of SVS	0				
Generation	=	275.00 MW	62.18 Mvar	281.94 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-237.06 MW	154.85 Mvar						
Load P(U)	=	498.84 MW	166.50 Mvar	525.90 MVA					
Load P(Un)	=	511.61 MW	171.86 Mvar	539.70 MVA					
Load P(Un-U)	=	12.77 MW	5.36 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	13.21 MW	-620.32 Mvar						
Line Charging	=		-735.69 Mvar						
Compensation ind.	=		370.31 Mvar						
Compensation cap.	=		-9.16 Mvar						
Installed Capacity	=	287.07 MW							
Spinning Reserve	=	12.07 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.98	[-]						
Load/Motor	=	0.95 / 0.00	[-]						
Inter Area Flow to									
Pagua	=	-74.72 MW	35.22 Mvar						
San Carlos	=	-630.97 MW	82.80 Mvar						
Vallecauca	=	468.63 MW	36.83 Mvar						
Total	=	-237.06 MW	154.85 Mvar						
Grid: Cauca-Nariño		System Stage: Cauca-Nariño De Study Case: SIN-Dem Maxima				Annex:		/ 6	
Grid: Cauca-Nariño		Summary							
No. of Substations	17	No. of Busbars	22	No. of Terminals	9	No. of Lines	20		
No. of 2-w Trfs.	7	No. of 3-w Trfs.	3	No. of syn. Machines	5	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	13	No. of Shunts	3	No. of SVS	0				
Generation	=	45.00 MW	17.87 Mvar	48.42 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-288.20 MW	1.03 Mvar						
Load P(U)	=	324.39 MW	125.96 Mvar	347.99 MVA					
Load P(Un)	=	321.36 MW	125.39 Mvar	344.96 MVA					
Load P(Un-U)	=	-3.03 MW	-0.56 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	8.81 MW	-28.68 Mvar						
Line Charging	=		-115.15 Mvar						
Compensation ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		-80.43 Mvar						
Installed Capacity	=	45.12 MW							
Spinning Reserve	=	0.12 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.93	[-]						
Load/Motor	=	0.93 / 0.00	[-]						
Inter Area Flow to									
Huila-Caqueta	=	-249.43 MW	8.01 Mvar						
Vallecauca	=	-38.77 MW	-6.98 Mvar						
Total	=	-288.20 MW	1.03 Mvar						

Grid: Cerromatoso		System Stage: Cerromatoso Dem				Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 7
Grid: Cerromatoso		Summary								
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	12	No. of Lines	6			
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	4	No. of asyn. Machines	0			
No. of Loads	8	No. of Shunts	2	No. of SVS	0					
Generation	=	332.00 MW	-92.09 Mvar	344.53 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	327.14 MW	-126.81 Mvar							
Load P(U)	=	152.25 MW	73.40 Mvar	169.02 MVA						
Load P(Un)	=	149.90 MW	72.05 Mvar	166.32 MVA						
Load P(Un-U)	=	-2.35 MW	-1.35 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	1.44 MW	33.93 Mvar							
Line Charging	=		-4.15 Mvar							
Compensation Ind.	=		60.81 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	333.72 MW								
Spinning Reserve	=	1.72 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.96	[-]							
Load/Motor	=	0.90 / 0.00	[-]							

Inter Area Flow to										
Cordoba-Sucre	=	55.68 MW	17.83 Mvar							
Antioquia	=	56.09 MW	15.63 Mvar							
STN 500	=	215.36 MW	-160.26 Mvar							
Total	=	327.14 MW	-126.81 Mvar							
=====										
Grid: Chivor		System Stage: Chivor Dem Maxi				Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 8
Grid: Chivor		Summary								
No. of Substations	2	No. of Busbars	8	No. of Terminals	9	No. of Lines	11			
No. of 2-w Trfs.	9	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	9	No. of asyn. Machines	0			
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0					
Generation	=	2010.00 MW	593.60 Mvar	2095.82 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	2009.56 MW	403.22 Mvar							
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	0.44 MW	190.38 Mvar							
Line Charging	=		-8.71 Mvar							
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	2154.34 MW								
Spinning Reserve	=	144.34 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.96	[-]							
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]							

Inter Area Flow to										
Bogota	=	1466.38 MW	315.39 Mvar							
Nordeste	=	328.13 MW	7.30 Mvar							
Meta	=	215.05 MW	80.53 Mvar							
Total	=	2009.56 MW	403.22 Mvar							
=====										
Grid: Cordoba-Sucre		System Stage: Cordoba-Sucre D				Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 9
Grid: Cordoba-Sucre		Summary								
No. of Substations	26	No. of Busbars	39	No. of Terminals	29	No. of Lines	35			
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0			
No. of Loads	31	No. of Shunts	1	No. of SVS	0					
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-45.60 MW	-13.50 Mvar							
Load P(U)	=	262.26 MW	109.20 Mvar	284.08 MVA						
Load P(Un)	=	270.43 MW	111.80 Mvar	292.62 MVA						
Load P(Un-U)	=	8.17 MW	2.60 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	13.77 MW	54.44 Mvar							
Line Charging	=		-22.81 Mvar							
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		-2.46 Mvar							
Installed Capacity	=	0.00 MW								
Spinning Reserve	=	0.00 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.92 / 0.00	[-]							

Inter Area Flow to										
Cerromatoso	=	-54.69 MW	-15.59 Mvar							
Bolivar	=	9.09 MW	2.09 Mvar							
Total	=	-45.60 MW	-13.50 Mvar							

Grid: GCM		System Stage: GCM Dem Maxima				Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 10	
Grid: GCM		Summary									
No. of Substations	38	No. of Busbars	63	No. of Terminals	124	No. of Lines	75				
No. of 2-w Trfs.	32	No. of 3-w Trfs.	25	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	92	No. of Shunts	4	No. of SVS	0						
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	-129.13 MW	7.71 Mvar	0.00 MVA							
Load P(U)	=	340.46 MW	153.96 Mvar	373.65 MVA							
Load P(Un)	=	347.82 MW	157.69 Mvar	381.89 MVA							
Load P(Un-U)	=	7.36 MW	3.72 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	9.42 MW	-75.87 Mvar								
Line Charging	=		-182.59 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		-125.03 Mvar								
Installed Capacity	=	0.00 MW									
Spinning Reserve	=	0.00 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.91	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.91	0.00	[-]							
Inter Area Flow to											
Atlantico	=	-129.13 MW	7.71 Mvar								
Total	=	-129.13 MW	7.71 Mvar								
Grid: Huila-Caqueta		System Stage: Huila-Caqueta D				Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 11	
Grid: Huila-Caqueta		Summary									
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	3	No. of Lines	11				
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	6	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	390.00 MW	67.41 Mvar	395.78 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	243.72 MW	-29.46 Mvar								
Load P(U)	=	141.20 MW	51.90 Mvar	150.43 MVA							
Load P(Un)	=	144.92 MW	52.37 Mvar	154.09 MVA							
Load P(Un-U)	=	3.72 MW	0.47 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	5.08 MW	44.97 Mvar								
Line Charging	=		-10.68 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	543.78 MW									
Spinning Reserve	=	153.78 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.94	0.99	[-]							
Load/Motor	=	0.94	0.00	[-]							
Inter Area Flow to											
Tollima	=	-8.59 MW	-8.18 Mvar								
Cauca-Nariño	=	252.31 MW	-21.28 Mvar								
Total	=	243.72 MW	-29.46 Mvar								
Grid: Meta		System Stage: Meta Dem Maxima				Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 12	
Grid: Meta		Summary									
No. of Substations	3	No. of Busbars	4	No. of Terminals	1	No. of Lines	2				
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	-104.29 MW	-90.19 Mvar								
Load P(U)	=	104.17 MW	77.79 Mvar	130.01 MVA							
Load P(Un)	=	100.09 MW	74.37 Mvar	124.69 MVA							
Load P(Un-U)	=	-4.08 MW	-3.42 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	0.13 MW	12.39 Mvar								
Line Charging	=		1.57 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	0.00 MW									
Spinning Reserve	=	0.00 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.80	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.80	0.00	[-]							
Inter Area Flow to											
Bogota	=	108.30 MW	-20.27 Mvar								
Chivor	=	-212.60 MW	-69.91 Mvar								
Total	=	-104.29 MW	-90.19 Mvar								

Grid: Nordeste		System Stage: Nordeste Dem Ma Study Case: SIN-Dem Máxima				Annex:		/ 13
Grid: Nordeste		Summary						
No. of Substations	31	No. of Busbars	46	No. of Terminals	21	No. of Lines	39	
No. of 2-w Trfs.	13	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	5	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	20	No. of Shunts	5	No. of SVS	0			
Generation	=	313.00 MW	177.48 Mvar	359.82 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-432.14 MW	-49.17 Mvar					
Load P(U)	=	768.69 MW	298.93 Mvar	824.77 MVA				
Load P(Un)	=	775.24 MW	308.53 Mvar	834.38 MVA				
Load P(Un-U)	=	6.55 MW	9.60 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	8.75 MW	-118.47 Mvar					
Line Charging	=		-264.68 Mvar					
Compensation ind.	=		49.12 Mvar					
Compensation cap.	=		-78.47 Mvar					
Installed Capacity	=	396.32 MW						
Spinning Reserve	=	83.32 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.87 [-]						
Load/Motor	=	0.93 / 0.00 [-]						
Inter Area Flow to								
Chivor	=	-322.65 MW	0.87 Mvar					
San Carlos	=	-109.49 MW	-50.04 Mvar					
Total	=	-432.14 MW	-49.17 Mvar					
Grid: Pagua		System Stage: Pagua Dem Máxim Study Case: SIN-Dem Máxima				Annex:		/ 14
Grid: Pagua		Summary						
No. of Substations	3	No. of Busbars	13	No. of Terminals	7	No. of Lines	12	
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	6	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0			
Generation	=	480.00 MW	69.94 Mvar	485.07 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	479.67 MW	13.17 Mvar					
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	0.33 MW	56.78 Mvar					
Line Charging	=		-4.57 Mvar					
Compensation ind.	=		0.00 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	607.50 MW						
Spinning Reserve	=	127.50 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.99 [-]						
Load/Motor	=	0.00 / 0.00 [-]						
Inter Area Flow to								
Bogota	=	246.94 MW	37.17 Mvar					
COR	=	75.03 MW	-61.16 Mvar					
Tolima	=	157.70 MW	37.16 Mvar					
Total	=	479.67 MW	13.17 Mvar					
Grid: STN 500		System Stage: STN 500 Dem Max Study Case: SIN-Dem Máxima				Annex:		/ 15
Grid: STN 500		Summary						
No. of Substations	10	No. of Busbars	20	No. of Terminals	36	No. of Lines	14	
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	0	No. of Shunts	23	No. of SVS	1			
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-554.79 MW	301.39 Mvar					
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	7.37 MW	-2629.24 Mvar					
Line Charging	=		-2739.77 Mvar					
Compensation ind.	=		1858.00 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	0.00 MW						
Spinning Reserve	=	0.00 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.00 [-]						
Load/Motor	=	0.00 / 0.00 [-]						
Inter Area Flow to								
Atlántico	=	-59.54 MW	-7.51 Mvar					
Bolívar	=	181.05 MW	168.41 Mvar					
Cerromatoso	=	-183.18 MW	157.59 Mvar					
San Carlos	=	-493.12 MW	-17.11 Mvar					
Total	=	-554.79 MW	301.39 Mvar					

Grid: San Carlos		System Stage: San Carlos Dem		Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 16
Grid: San Carlos		Summary						
No. of Substations	10	No. of Busbars	18	No. of Terminals	10	No. of Lines	22	
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	4	No. of syn. Machines	4	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	0	No. of Shunts	2	No. of SVS	0			
Generation	=	1141.37 MW	224.46 Mvar	1163.23 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	1024.73 MW	143.84 Mvar					
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	2.36 MW	25.87 Mvar					
Line Charging	=		-106.22 Mvar					
Compensation ind.	=		100.18 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	1245.60 MW						
Spinning Reserve	=	104.23 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.98	[-]					
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to								
Nordeste	=	110.43 MW	24.24 Mvar					
Antioquia	=	-249.19 MW	244.59 Mvar					
Bogota	=	35.50 MW	39.98 Mvar					
CQR	=	634.87 MW	-182.08 Mvar					
STN 500	=	493.12 MW	17.11 Mvar					
Total	=	1024.73 MW	143.84 Mvar					
Grid: Tolima		System Stage: Tolima Dem Max1		Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 17
Grid: Tolima		Summary						
No. of Substations	8	No. of Busbars	12	No. of Terminals	5	No. of Lines	13	
No. of 2-w Trfs.	4	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	2	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	7	No. of Shunts	0	No. of SVS	0			
Generation	=	47.00 MW	6.63 Mvar	47.47 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-147.75 MW	-102.81 Mvar					
Load P(U)	=	194.14 MW	98.48 Mvar	217.69 MVA				
Load P(Un)	=	201.92 MW	103.10 Mvar	226.72 MVA				
Load P(Un-U)	=	7.78 MW	4.62 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	0.61 MW	11.93 Mvar					
Line Charging	=		-9.74 Mvar					
Compensation ind.	=		0.00 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	51.00 MW						
Spinning Reserve	=	4.00 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.99	[-]					
Load/Motor	=	0.89 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to								
Huila-Caqueta	=	8.66 MW	-37.72 Mvar					
Pagua	=	-156.41 MW	-65.09 Mvar					
Total	=	-147.75 MW	-102.81 Mvar					
Grid: vallecauca		System Stage: vallecauca Dem		Study Case: SIN-Dem Maxima		Annex:		/ 18
Grid: vallecauca		Summary						
No. of Substations	31	No. of Busbars	53	No. of Terminals	50	No. of Lines	56	
No. of 2-w Trfs.	34	No. of 3-w Trfs.	21	No. of syn. Machines	12	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	23	No. of Shunts	1	No. of SVS	0			
Generation	=	587.00 MW	53.77 Mvar	589.46 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-429.08 MW	-85.30 Mvar					
Load P(U)	=	1006.29 MW	327.20 Mvar	1058.14 MVA				
Load P(Un)	=	978.11 MW	317.20 Mvar	1028.25 MVA				
Load P(Un-U)	=	-28.18 MW	-10.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	9.80 MW	56.34 Mvar					
Line Charging	=		-122.91 Mvar					
Compensation ind.	=		0.00 Mvar					
Compensation cap.	=		-244.47 Mvar					
Installed Capacity	=	693.86 MW						
Spinning Reserve	=	106.86 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	1.00	[-]					
Load/Motor	=	0.95 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to								
Caúca-Nariño	=	38.97 MW	-15.43 Mvar					
CQR	=	-468.06 MW	-69.87 Mvar					
Total	=	-429.08 MW	-85.30 Mvar					

Demanda media sin considerar la variación de la carga con la tensión

Grid: vallecauca		System Stage: vallecauca Dem				Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 18	
Grid: vallecauca		Summary									
No. of Substations	31	No. of Busbars	53	No. of Terminals	50	No. of Lines	56				
No. of 2-w Trfs.	34	No. of 3-w Trfs.	21	No. of syn. Machines	9	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	23	No. of Shunts	2	No. of SVS	0						
Generation	=	559.00 MW	73.99 Mvar	563.88 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	-158.31 MW	-113.15 Mvar								
Load P(U)	=	708.03 MW	229.61 Mvar	744.33 MVA							
Load P(Un)	=	708.03 MW	229.61 Mvar	744.33 MVA							
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	9.27 MW	22.13 Mvar								
Line Charging	=		-120.72 Mvar								
Compensation ind.	=		91.99 Mvar								
Compensation cap.	=		-156.59 Mvar								
Installed Capacity	=	659.86 MW									
Spinning Reserve	=	100.86 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.95	0.99	[-]							
Load/Motor	=	0.95	0.00	[-]							
Inter Area Flow to											
CQR	=	-306.84 MW	-100.09 Mvar								
Cauca-Nariño	=	148.54 MW	-13.06 Mvar								
Total	=	-158.31 MW	-113.15 Mvar								
Balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergency					No		
Automatic Tap Adjust of Transformers				No	Max. Acceptable Load Flow Error for					1.00 kVA	
Consider Reactive Power Limits				No	Nodes					0.10 %	
				Model Equations							
Grid: Antioquia		System Stage: Antioquia Dem M				Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 1	
Grid: Antioquia		Summary									
No. of Substations	60	No. of Busbars	166	No. of Terminals	32	No. of Lines	109				
No. of 2-w Trfs.	35	No. of 3-w Trfs.	54	No. of syn. Machines	22	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	41	No. of Shunts	1	No. of SVS	0						
Generation	=	1698.50 MW	232.85 Mvar	1714.39 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	590.54 MW	-177.63 Mvar								
Load P(U)	=	1085.82 MW	391.47 Mvar	1154.23 MVA							
Load P(Un)	=	1085.82 MW	391.47 Mvar	1154.23 MVA							
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	22.14 MW	45.98 Mvar								
Line Charging	=		-266.72 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		-26.97 Mvar								
Installed Capacity	=	1911.39 MW									
Spinning Reserve	=	212.89 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.94	0.99	[-]							
Load/Motor	=	0.94	0.00	[-]							
Inter Area Flow to											
San Carlos	=	630.05 MW	-171.23 Mvar								
Cerromatoso	=	-39.51 MW	-6.40 Mvar								
Total	=	590.54 MW	-177.63 Mvar								
Grid: Atlantico		System Stage: Atlantico Dem M				Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 2	
Grid: Atlantico		Summary									
No. of Substations	43	No. of Busbars	112	No. of Terminals	60	No. of Lines	48				
No. of 2-w Trfs.	29	No. of 3-w Trfs.	24	No. of syn. Machines	3	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	42	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	180.00 MW	160.29 Mvar	241.03 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	106.69 MW	-5.88 Mvar								
Load P(U)	=	422.30 MW	181.66 Mvar	459.72 MVA							
Load P(Un)	=	422.30 MW	181.66 Mvar	459.72 MVA							
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	3.48 MW	56.72 Mvar								
Line Charging	=		-49.96 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	406.47 MW									
Spinning Reserve	=	226.47 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.92	0.75	[-]							
Load/Motor	=	0.92	0.00	[-]							
Inter Area Flow to											
STN 500	=	40.91 MW	-2.93 Mvar								
GCM	=	65.78 MW	-2.95 Mvar								
Total	=	106.69 MW	-5.88 Mvar								

Grid: Bogota		System Stage: Bogota Dem Med1 Study Case: SIN-Dem Media				Annex:		/ 3
Grid: Bogota		Summary						
No. of Substations	45	No. of Busbars	62	No. of Terminals	24	No. of Lines	71	
No. of 2-w Trfs.	10	No. of 3-w Trfs.	14	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	37	No. of Shunts	14	No. of SVS	0			
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-1342.95 MW	-224.31 Mvar					
Load P(U)	=	1379.97 MW	363.60 Mvar	1427.07 MVA				
Load P(Un)	=	1379.97 MW	363.60 Mvar	1427.07 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	11.30 MW	139.49 Mvar					
Line Charging	=		-51.06 Mvar					
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar					
Compensation cap.	=		-289.64 Mvar					
Installed Capacity	=	0.00 MW						
Spinning Reserve	=	0.00 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.97	0.00 [-]					
Load/Motor	=							
Inter Area Flow to								
Pagua	=	68.12 MW	-38.70 Mvar					
Chivor	=	-1185.48 MW	-152.21 Mvar					
Meta	=	-111.83 MW	8.41 Mvar					
San Carlos	=	-113.76 MW	-41.80 Mvar					
Total	=	-1342.95 MW	-224.31 Mvar					
Grid: Bolivar		System Stage: Bolivar Dem Med Study Case: SIN-Dem Media				Annex:		/ 4
Grid: Bolivar		Summary						
No. of Substations	25	No. of Busbars	61	No. of Terminals	56	No. of Lines	40	
No. of 2-w Trfs.	22	No. of 3-w Trfs.	20	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	32	No. of Shunts	1	No. of SVS	0			
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-226.52 MW	-111.22 Mvar					
Load P(U)	=	249.78 MW	116.43 Mvar	275.59 MVA				
Load P(Un)	=	249.78 MW	116.43 Mvar	275.59 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	3.08 MW	45.20 Mvar					
Line Charging	=		-5.89 Mvar					
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar					
Compensation cap.	=		-44.53 Mvar					
Installed Capacity	=	0.00 MW						
Spinning Reserve	=	0.00 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.91	0.00 [-]					
Load/Motor	=							
Inter Area Flow to								
Cordoba-Sucre	=	-7.62 MW	-3.34 Mvar					
STN 500	=	-218.90 MW	-107.88 Mvar					
Total	=	-226.52 MW	-111.22 Mvar					
Grid: CQR		System Stage: CQR Dem Media Study Case: SIN-Dem Media				Annex:		/ 5
Grid: CQR		Summary						
No. of Substations	25	No. of Busbars	47	No. of Terminals	24	No. of Lines	46	
No. of 2-w Trfs.	12	No. of 3-w Trfs.	6	No. of syn. Machines	5	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	18	No. of Shunts	6	No. of SVS	0			
Generation	=	165.00 MW	32.22 Mvar	168.12 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-213.54 MW	203.37 Mvar					
Load P(U)	=	370.34 MW	124.40 Mvar	390.68 MVA				
Load P(Un)	=	370.34 MW	124.40 Mvar	390.68 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	8.20 MW	-643.91 Mvar					
Line Charging	=		-711.37 Mvar					
Compensation Ind.	=		357.72 Mvar					
Compensation cap.	=		-9.37 Mvar					
Installed Capacity	=	170.01 MW						
Spinning Reserve	=	5.01 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.95	0.98 [-]					
Load/Motor	=							
Inter Area Flow to								
Vallecauca	=	307.09 MW	65.66 Mvar					
San Carlos	=	-631.17 MW	133.48 Mvar					
Pagua	=	110.53 MW	4.23 Mvar					
Total	=	-213.54 MW	203.37 Mvar					

Grid: Cauca-Nariño		System Stage: Cauca-Nariño De Study Case: SIN-Dem Media				Annex:		/ 6	
Grid: Cauca-Nariño		Summary							
No. of Substations	17	No. of Busbars	22	No. of Terminals	9	No. of Lines	20		
No. of 2-w Trfs.	7	No. of 3-w Trfs.	3	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	13	No. of Shunts	2	No. of SVS	0				
Generation	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00	MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00	MVA			
Inter Area Flow	=	-238.27 MW	-12.73	Mvar					
Load P(U)	=	232.62 MW	90.77	Mvar	249.71	MVA			
Load P(Un)	=	232.62 MW	90.77	Mvar	249.71	MVA			
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00	Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00	MVA			
Grid Losses	=	5.65 MW	-62.30	Mvar					
Line Charging	=		-114.37	Mvar					
Compensation ind.	=		0.00	Mvar					
Compensation cap.	=		-15.74	Mvar					
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.93	0.00	[-]					
Load/Motor	=	0.93	0.00	[-]					
Inter Area Flow to									
Huila-Caqueta	=	-92.77 MW	-27.96	Mvar					
Vallecauca	=	-145.50 MW	15.23	Mvar					
Total	=	-238.27 MW	-12.73	Mvar					
Grid: Cerromatoso		System Stage: Cerromatoso Dem Study Case: SIN-Dem Media				Annex:		/ 7	
Grid: Cerromatoso		Summary							
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	12	No. of Lines	6		
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	4	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	8	No. of Shunts	2	No. of SVS	0				
Generation	=	309.00 MW	-82.18	Mvar	319.74	MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00	MVA			
Inter Area Flow	=	305.78 MW	-111.50	Mvar					
Load P(U)	=	133.01 MW	64.02	Mvar	147.61	MVA			
Load P(Un)	=	133.01 MW	64.02	Mvar	147.61	MVA			
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00	Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00	MVA			
Grid Losses	=	1.01 MW	27.90	Mvar					
Line Charging	=		-3.91	Mvar					
Compensation ind.	=		56.96	Mvar					
Compensation cap.	=		0.00	Mvar					
Installed Capacity	=	333.72 MW							
Spinning Reserve	=	24.72 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.90	0.97	[-]					
Load/Motor	=	0.90	0.00	[-]					
Inter Area Flow to									
Antioquia	=	39.51 MW	6.40	Mvar					
Cordoba-Sucre	=	47.32 MW	13.75	Mvar					
STN 500	=	218.95 MW	-131.65	Mvar					
Total	=	305.78 MW	-111.50	Mvar					
Grid: Chivor		System Stage: Chivor Dem Medi Study Case: SIN-Dem Media				Annex:		/ 8	
Grid: Chivor		Summary							
No. of Substations	2	No. of Busbars	8	No. of Terminals	9	No. of Lines	11		
No. of 2-w Trfs.	9	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	6	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	=	1650.00 MW	428.56	Mvar	1704.75	MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00	MVA			
Inter Area Flow	=	1649.97 MW	285.29	Mvar					
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00	MVA			
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00	MVA			
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00	Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00	MVA			
Grid Losses	=	0.03 MW	143.27	Mvar					
Line Charging	=		-8.49	Mvar					
Compensation ind.	=		0.00	Mvar					
Compensation cap.	=		0.00	Mvar					
Installed Capacity	=	1776.34 MW							
Spinning Reserve	=	126.34 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.00	0.97	[-]					
Load/Motor	=	0.00	0.00	[-]					
Inter Area Flow to									
Bogota	=	1201.03 MW	193.77	Mvar					
Nordeste	=	262.17 MW	44.75	Mvar					
Meta	=	186.77 MW	46.78	Mvar					
Total	=	1649.97 MW	285.29	Mvar					

Grid: Cordoba-Sucre		System Stage: Cordoba-Sucre D		Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 9
Grid: Cordoba-Sucre		Summary						
No. of Substations	26	No. of Busbars	39	No. of Terminals	29	No. of Lines	35	
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	31	No. of Shunts	1	No. of SVS	0			
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-38.92 MW	-11.03 Mvar					
Load P(U)	=	195.76 MW	80.93 Mvar	211.82 MVA				
Load P(Un-U)	=	195.76 MW	80.93 Mvar	211.82 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	9.75 MW	30.02 Mvar					
Line Charging	=		-20.31 Mvar					
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar					
Compensation cap.	=		-2.36 Mvar					
Installed Capacity	=	0.00 MW						
Spinning Reserve	=	0.00 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.00	[-]					
Load/Motor	=	0.92 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to								
Bollivar	=	7.67 MW	1.33 Mvar					
Cerromatoso	=	-46.59 MW	-12.36 Mvar					
Total	=	-38.92 MW	-11.03 Mvar					
Grid: GCM		System Stage: GCM Dem Media		Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 10
Grid: GCM		Summary						
No. of Substations	38	No. of Busbars	63	No. of Terminals	124	No. of Lines	75	
No. of 2-w Trfs.	32	No. of 3-w Trfs.	25	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	92	No. of Shunts	1	No. of SVS	0			
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-65.56 MW	-23.73 Mvar					
Load P(U)	=	251.78 MW	114.14 Mvar	276.44 MVA				
Load P(Un)	=	251.78 MW	114.14 Mvar	276.44 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	5.67 MW	-105.49 Mvar					
Line Charging	=		-166.71 Mvar					
Compensation Ind.	=		18.56 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	0.00 MW						
Spinning Reserve	=	0.00 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.00	[-]					
Load/Motor	=	0.91 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to								
Atlantico	=	-65.56 MW	-23.73 Mvar					
Total	=	-65.56 MW	-23.73 Mvar					
Grid: Huila-Caqueta		System Stage: Huila-Caqueta D		Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 11
Grid: Huila-Caqueta		Summary						
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	3	No. of Lines	11	
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	6	No. of Shunts	0	No. of SVS	0			
Generation	=	130.00 MW	34.80 Mvar	134.58 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	22.28 MW	-14.98 Mvar					
Load P(U)	=	104.91 MW	37.91 Mvar	111.55 MVA				
Load P(Un)	=	104.91 MW	37.91 Mvar	111.55 MVA				
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	2.82 MW	11.86 Mvar					
Line Charging	=		-10.80 Mvar					
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	181.26 MW						
Spinning Reserve	=	51.26 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.97	[-]					
Load/Motor	=	0.94 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to								
Cauca-Nariño	=	93.17 MW	-19.72 Mvar					
Tolima	=	-70.89 MW	4.74 Mvar					
Total	=	22.28 MW	-14.98 Mvar					

Grid: Meta		System Stage: Meta Dem Media			Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 12	
Grid: Meta		Summary								
No. of Substations	3	No. of Busbars	4	No. of Terminals	1	No. of Lines	2			
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of SVS	0					
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-72.58 MW	-61.11 Mvar	90.26 MVA						
Load P(U)	=	72.45 MW	53.84 Mvar	90.26 MVA						
Load P(Un)	=	72.45 MW	53.84 Mvar	90.26 MVA						
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	0.13 MW	7.27 Mvar	0.00 MVA						
Line Charging	=		1.57 Mvar							
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	0.00 MW								
Spinning Reserve	=	0.00 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.80 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
Bogota	=	112.43 MW	-16.75 Mvar							
Chivor	=	-185.00 MW	-44.35 Mvar							
Total	=	-72.58 MW	-61.11 Mvar							
Grid: Nordeste		System Stage: Nordeste Dem Me			Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 13	
Grid: Nordeste		Summary								
No. of Substations	31	No. of Busbars	46	No. of Terminals	21	No. of Lines	39			
No. of 2-w Trfs.	13	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	20	No. of Shunts	4	No. of SVS	0					
Generation	=	150.00 MW	87.08 Mvar	173.45 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-408.00 MW	-97.12 Mvar	603.99 MVA						
Load P(U)	=	561.18 MW	223.34 Mvar	603.99 MVA						
Load P(Un)	=	561.18 MW	223.34 Mvar	603.99 MVA						
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	7.26 MW	-134.31 Mvar	0.00 MVA						
Line Charging	=		-244.99 Mvar							
Compensation Ind.	=		43.92 Mvar							
Compensation cap.	=		-6.54 Mvar							
Installed Capacity	=	173.74 MW								
Spinning Reserve	=	23.74 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.86	[-]							
Load/Motor	=	0.93 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
Chivor	=	-258.40 MW	-51.12 Mvar							
San Carlos	=	-149.61 MW	-45.99 Mvar							
Total	=	-408.00 MW	-97.12 Mvar							
Grid: Pagua		System Stage: Pagua Dem Media			Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 14	
Grid: Pagua		Summary								
No. of Substations	3	No. of Busbars	13	No. of Terminals	7	No. of Lines	12			
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0					
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-0.03 MW	-4.30 Mvar	0.00 MVA						
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	0.03 MW	4.30 Mvar	0.00 MVA						
Line Charging	=		-4.50 Mvar							
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	0.00 MW								
Spinning Reserve	=	0.00 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
Bogota	=	-67.84 MW	21.37 Mvar							
COR	=	-110.02 MW	-27.94 Mvar							
Tolima	=	177.83 MW	2.27 Mvar							
Total	=	-0.03 MW	-4.30 Mvar							
Grid: STN 500		System Stage: STN 500 Dem Med			Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 15	
Grid: STN 500		Summary								
No. of Substations	10	No. of Busbars	20	No. of Terminals	36	No. of Lines	14			
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	0	No. of Shunts	23	No. of SVS	1					
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-763.72 MW	176.46 Mvar	0.00 MVA						
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	15.03 MW	-2374.02 Mvar	0.00 MVA						
Line Charging	=		-2592.88 Mvar							
Compensation Ind.	=		1927.83 Mvar							
Compensation cap.	=		-65.58 Mvar							
Installed Capacity	=	0.00 MW								
Spinning Reserve	=	0.00 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]							

Grid: San Carlos		System Stage: San Carlos Dem		Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 16
Grid: San Carlos		Summary						
No. of Substations	10	No. of Busbars	18	No. of Terminals	10	No. of Lines	22	
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	4	No. of syn. Machines	4	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	0	No. of Shunts	2	No. of SVS	0			
Generation	=	1208.76 MW	174.45 Mvar	1221.29 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	1025.47 MW	41.45 Mvar					
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	3.58 MW	75.75 Mvar					
Line Charging	=		-102.67 Mvar					
Compensation ind.	=		95.84 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	1245.60 MW						
Spinning Reserve	=	36.84 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.99	[-]					
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to								
Antioquia	=	-630.04 MW	171.15 Mvar					
CQR	=	636.28 MW	-219.47 Mvar					
Nordeste	=	151.38 MW	28.11 Mvar					
Bogota	=	114.44 MW	10.23 Mvar					
STN 500	=	753.41 MW	51.43 Mvar					
Total	=	1025.47 MW	41.45 Mvar					
Grid: Tolima		System Stage: Tolima Dem Medi		Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 17
Grid: Tolima		Summary						
No. of Substations	8	No. of Busbars	12	No. of Terminals	5	No. of Lines	13	
No. of 2-w Trfs.	4	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	7	No. of Shunts	0	No. of SVS	0			
Generation	=	42.00 MW	3.64 Mvar	42.16 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-104.45 MW	-73.24 Mvar					
Load P(U)	=	146.16 MW	74.63 Mvar	164.12 MVA				
Load P(Un)	=	146.16 MW	74.63 Mvar	164.12 MVA				
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	0.29 MW	3.27 Mvar					
Line Charging	=		-9.92 Mvar					
Compensation ind.	=		0.00 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	45.90 MW						
Spinning Reserve	=	3.90 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	1.00	[-]					
Load/Motor	=	0.89 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to								
Huila-Caqueta	=	72.04 MW	-44.36 Mvar					
Pagua	=	-176.50 MW	-28.87 Mvar					
Total	=	-104.45 MW	-73.24 Mvar					

Demanda media considerando la variación de la carga con la tensión

Grid: vallecauca		System Stage: vallecauca Dem				Study Case: SIN-Dem Media		Annex: / 18		
Grid: vallecauca		Summary								
No. of Substations	31	No. of Busbars	53	No. of Terminals	50	No. of Lines	56			
No. of 2-w Trfs.	34	No. of 3-w Trfs.	21	No. of syn. Machines	9	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	23	No. of Shunts	2	No. of SVS	0					
Generation	=	559.00 MW	73.65 Mvar	563.83 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-175.01 MW	-121.55 Mvar							
Load P(U)	=	724.81 MW	235.51 Mvar	762.11 MVA						
Load P(Un)	=	708.03 MW	229.61 Mvar	744.33 MVA						
Load P(Un-U)	=	-16.78 MW	-5.90 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	9.20 MW	24.36 Mvar							
Line Charging	=		-120.81 Mvar							
Compensation ind.	=		92.06 Mvar							
Compensation cap.	=		-156.74 Mvar							
Installed Capacity	=	659.86 MW								
Spinning Reserve	=	100.86 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.99	[-]							
Load/Motor	=	0.95 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
CQR	=	-320.75 MW	-105.66 Mvar							
Cauca-Nariño	=	145.74 MW	-15.88 Mvar							
Total	=	-175.01 MW	-121.55 Mvar							
Load Flow Calculation						Area Summary				
Balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergency			No				
Automatic Tap Adjust of Transformers			No	Max. Acceptable Load Flow Error for			1.00 kVA			
Consider Reactive Power Limits			No	Nodes			0.10 %			
				Model Equations						
Grid: Antioquia		System Stage: Antioquia Dem M				Study Case: SIN-Dem Media		Annex: / 1		
Grid: Antioquia		Summary								
No. of Substations	60	No. of Busbars	166	No. of Terminals	32	No. of Lines	109			
No. of 2-w Trfs.	35	No. of 3-w Trfs.	54	No. of syn. Machines	22	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	41	No. of Shunts	1	No. of SVS	0					
Generation	=	1698.50 MW	217.41 Mvar	1712.36 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	578.32 MW	-196.78 Mvar							
Load P(U)	=	1098.15 MW	396.50 Mvar	1167.54 MVA						
Load P(Un)	=	1085.82 MW	391.47 Mvar	1154.23 MVA						
Load P(Un-U)	=	-12.33 MW	-5.04 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	22.03 MW	44.68 Mvar							
Line Charging	=		-267.14 Mvar							
Compensation ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		-27.00 Mvar							
Installed Capacity	=	1911.39 MW								
Spinning Reserve	=	212.89 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.99	[-]							
Load/Motor	=	0.94 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
San Carlos	=	619.60 MW	-189.45 Mvar							
Cerromatoso	=	-41.28 MW	-7.32 Mvar							
Total	=	578.32 MW	-196.78 Mvar							
Grid: Atlantico		System Stage: Atlantico Dem M				Study Case: SIN-Dem Media		Annex: / 2		
Grid: Atlantico		Summary								
No. of Substations	43	No. of Busbars	112	No. of Terminals	60	No. of Lines	48			
No. of 2-w Trfs.	29	No. of 3-w Trfs.	24	No. of syn. Machines	3	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	42	No. of Shunts	0	No. of SVS	0					
Generation	=	180.00 MW	117.06 Mvar	214.72 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	108.20 MW	-15.17 Mvar							
Load P(U)	=	396.43 MW	169.27 Mvar	431.06 MVA						
Load P(Un)	=	422.30 MW	181.66 Mvar	459.72 MVA						
Load P(Un-U)	=	25.87 MW	12.39 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	2.88 MW	36.97 Mvar							
Line Charging	=		-51.29 Mvar							
Compensation ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	406.47 MW								
Spinning Reserve	=	226.47 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.84	[-]							
Load/Motor	=	0.92 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
STN 500	=	42.20 MW	-5.96 Mvar							
GCM	=	66.00 MW	-9.21 Mvar							
Total	=	108.20 MW	-15.17 Mvar							

Grid: Bogota		System Stage: Bogota Dem Medi Study Case: SIN-Dem Media				Annex: / 3	
Grid: Bogota		Summary					
No. of Substations	45	No. of Busbars	62	No. of Terminals	24	No. of Lines	71
No. of 2-w Trfs.	10	No. of 3-w Trfs.	14	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	37	No. of Shunts	14	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-1358.55 MW	-228.52 Mvar				
Load P(U)	=	1407.80 MW	371.35 Mvar	1455.95 MVA			
Load P(Un)	=	1379.97 MW	363.60 Mvar	1427.07 MVA			
Load P(Un-U)	=	-27.83 MW	-7.75 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	11.47 MW	144.43 Mvar				
Line Charging	=		-51.03 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-289.36 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.97	0.00				
Load/Motor	=						

Inter Area Flow to							
Pagua	=	59.93 MW	-42.81 Mvar				
Chivor	=	-1190.67 MW	-152.47 Mvar				
Meta	=	-111.67 MW	9.33 Mvar				
San Carlos	=	-116.13 MW	-42.57 Mvar				
Total	=	-1358.55 MW	-228.52 Mvar				

Grid: Bolivar		System Stage: Bolivar Dem Med Study Case: SIN-Dem Media				Annex: / 4	
Grid: Bolivar		Summary					
No. of Substations	25	No. of Busbars	61	No. of Terminals	56	No. of Lines	40
No. of 2-w Trfs.	22	No. of 3-w Trfs.	20	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	32	No. of Shunts	1	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-223.72 MW	-108.17 Mvar				
Load P(U)	=	248.44 MW	115.64 Mvar	274.03 MVA			
Load P(Un)	=	249.78 MW	116.43 Mvar	275.59 MVA			
Load P(Un-U)	=	1.34 MW	0.79 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	2.93 MW	42.82 Mvar				
Line Charging	=		-6.13 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-46.18 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.91	0.00				
Load/Motor	=						

Inter Area Flow to							
Cordoba-Sucre	=	-6.75 MW	-2.66 Mvar				
STN 500	=	-216.98 MW	-105.51 Mvar				
Total	=	-223.72 MW	-108.17 Mvar				

Grid: Cauca-Nariño		System Stage: Cauca-Nariño De Study Case: SIN-Dem Media				Annex: / 6	
Grid: Cauca-Nariño		Summary					
No. of Substations	17	No. of Busbars	22	No. of Terminals	9	No. of Lines	20
No. of 2-w Trfs.	7	No. of 3-w Trfs.	3	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	13	No. of Shunts	2	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-234.74 MW	-8.44 Mvar				
Load P(U)	=	229.21 MW	88.83 Mvar	245.82 MVA			
Load P(Un)	=	232.62 MW	90.77 Mvar	249.71 MVA			
Load P(Un-U)	=	3.42 MW	1.94 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	5.53 MW	-64.65 Mvar				
Line Charging	=		-115.53 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-15.74 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.93	0.00				
Load/Motor	=						

Inter Area Flow to							
Huila-Caqueta	=	-91.91 MW	-25.45 Mvar				
Vallecauca	=	-142.83 MW	17.01 Mvar				
Total	=	-234.74 MW	-8.44 Mvar				

Grid: Cerromatoso		System Stage: Cerromatoso Dem				Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 7	
Grid: Cerromatoso		Summary									
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	12	No. of Lines	6				
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	4	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	8	No. of Shunts	2	No. of SVS	0						
Generation	=	309.00 MW	-91.04 Mvar	322.13 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	305.56 MW	-120.58 Mvar								
Load P(U)	=	131.81 MW	63.42 Mvar	146.28 MVA							
Load P(Un)	=	133.01 MW	64.02 Mvar	147.61 MVA							
Load P(Un-U)	=	1.19 MW	0.60 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	0.83 MW	27.22 Mvar								
Line Charging	=		-3.99 Mvar								
Compensation ind.	=		58.06 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	333.72 MW									
Spinning Reserve	=	24.72 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.96	[-]								
Load/Motor	=	0.90 / 0.00	[-]								

Inter Area Flow to											
Antioquia	=	41.28 MW	7.32 Mvar								
Cordoba-Sucre	=	46.21 MW	11.01 Mvar								
STN 500	=	218.06 MW	-138.91 Mvar								
Total	=	305.56 MW	-120.58 Mvar								

Grid: Chivor		System Stage: Chivor Dem Medi				Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 8	
Grid: Chivor		Summary									
No. of Substations	2	No. of Busbars	8	No. of Terminals	9	No. of Lines	11				
No. of 2-w Trfs.	9	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	6	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	1650.00 MW	419.79 Mvar	1702.56 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	1649.96 MW	276.81 Mvar								
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	0.04 MW	142.98 Mvar								
Line Charging	=		-8.50 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	1776.34 MW									
Spinning Reserve	=	126.34 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.97	[-]								
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]								

Inter Area Flow to											
Bogota	=	1206.37 MW	195.71 Mvar								
Nordeste	=	254.22 MW	31.79 Mvar								
Meta	=	189.37 MW	49.31 Mvar								
Total	=	1649.96 MW	276.81 Mvar								

Grid: Cordoba-Sucre		System Stage: Cordoba-Sucre D				Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 9	
Grid: Cordoba-Sucre		Summary									
No. of Substations	26	No. of Busbars	39	No. of Terminals	29	No. of Lines	35				
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	31	No. of Shunts	1	No. of SVS	0						
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	-38.75 MW	-9.35 Mvar								
Load P(U)	=	187.65 MW	77.43 Mvar	202.99 MVA							
Load P(Un)	=	195.76 MW	80.93 Mvar	211.82 MVA							
Load P(Un-U)	=	8.11 MW	3.50 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	7.70 MW	21.18 Mvar								
Line Charging	=		-21.30 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		-2.62 Mvar								
Installed Capacity	=	0.00 MW									
Spinning Reserve	=	0.00 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.00	[-]								
Load/Motor	=	0.92 / 0.00	[-]								

Inter Area Flow to											
Bolivar	=	6.78 MW	0.50 Mvar								
Cerromatoso	=	-45.54 MW	-9.85 Mvar								
Total	=	-38.75 MW	-9.35 Mvar								

Grid: CQR		System Stage: CQR Dem Media		Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 5	
Grid: CQR		Summary							
No. of Substations	25	No. of Busbars	47	No. of Terminals	24	No. of Lines	46		
No. of 2-w Trfs.	12	No. of 3-w Trfs.	6	No. of syn. Machines	5	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	18	No. of Shunts	6	No. of SVS	0				
Generation	=	165.00 MW	30.06 Mvar	167.72 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-206.51 MW	205.95 Mvar						
Load P(U)	=	363.46 MW	121.55 Mvar	383.24 MVA					
Load P(Un)	=	370.34 MW	124.40 Mvar	390.68 MVA					
Load P(Un-U)	=	6.88 MW	2.86 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	8.05 MW	-647.33 Mvar						
Line Charging	=		-714.32 Mvar						
Compensation ind.	=		359.32 Mvar						
Compensation cap.	=		-9.42 Mvar						
Installed Capacity	=	170.01 MW							
Spinning Reserve	=	5.01 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.98 [-]							
Load/Motor	=	0.95 / 0.00 [-]							
Inter Area Flow to									
Vallecauca	=	321.02 MW	71.31 Mvar						
San Carlos	=	-642.31 MW	128.37 Mvar						
Pagua	=	114.78 MW	6.26 Mvar						
Total	=	-206.51 MW	205.95 Mvar						
Grid: GCM		System Stage: GCM Dem Media		Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 10	
Grid: GCM		Summary							
No. of Substations	38	No. of Busbars	63	No. of Terminals	124	No. of Lines	75		
No. of 2-w Trfs.	32	No. of 3-w Trfs.	25	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	92	No. of Shunts	1	No. of SVS	0				
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-65.79 MW	-18.40 Mvar						
Load P(U)	=	247.18 MW	111.59 Mvar	271.21 MVA					
Load P(Un)	=	251.78 MW	114.14 Mvar	276.44 MVA					
Load P(Un-U)	=	4.59 MW	2.56 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	4.94 MW	-118.16 Mvar						
Line Charging	=		-173.72 Mvar						
Compensation ind.	=		19.39 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.00 [-]							
Load/Motor	=	0.91 / 0.00 [-]							
Inter Area Flow to									
Atlantico	=	-65.79 MW	-18.40 Mvar						
Total	=	-65.79 MW	-18.40 Mvar						
Grid: Huila-Caqueta		System Stage: Huila-Caqueta D		Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 11	
Grid: Huila-Caqueta		Summary							
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	3	No. of Lines	11		
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	6	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	=	130.00 MW	31.33 Mvar	133.72 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	23.04 MW	-17.69 Mvar						
Load P(U)	=	104.43 MW	38.21 Mvar	111.20 MVA					
Load P(Un)	=	104.91 MW	37.91 Mvar	111.55 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.47 MW	-0.30 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	2.53 MW	10.81 Mvar						
Line Charging	=		-10.91 Mvar						
Compensation ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	181.26 MW							
Spinning Reserve	=	51.26 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.97 [-]							
Load/Motor	=	0.94 / 0.00 [-]							
Inter Area Flow to									
Cauca-Nariño	=	92.30 MW	-22.67 Mvar						
Tolima	=	-69.27 MW	4.99 Mvar						
Total	=	23.04 MW	-17.69 Mvar						

Grid: Meta		System Stage: Meta Dem Media			Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 12	
Grid: Meta		Summary								
No. of Substations	3	No. of Busbars	4	No. of Terminals	1	No. of Lines	2			
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of SVS	0					
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-75.28 MW	-63.79 Mvar							
Load P(U)	=	75.15 MW	56.10 Mvar	93.79 MVA						
Load P(Un)	=	72.45 MW	53.84 Mvar	90.26 MVA						
Load P(Un-U)	=	-2.70 MW	-2.27 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	0.13 MW	7.68 Mvar							
Line Charging	=		1.56 Mvar							
Compensation ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	0.00 MW								
Spinning Reserve	=	0.00 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.80 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
Bogota	=	112.26 MW	-17.64 Mvar							
Chivor	=	-187.54 MW	-46.15 Mvar							
Total	=	-75.28 MW	-63.79 Mvar							
Grid: Nordeste		System Stage: Nordeste Dem Me			Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 13	
Grid: Nordeste		Summary								
No. of Substations	31	No. of Busbars	46	No. of Terminals	21	No. of Lines	39			
No. of 2-w Trfs.	13	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	20	No. of Shunts	4	No. of SVS	0					
Generation	=	150.00 MW	71.61 Mvar	166.22 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-390.29 MW	-77.06 Mvar							
Load P(U)	=	536.70 MW	208.45 Mvar	575.75 MVA						
Load P(Un)	=	561.18 MW	223.34 Mvar	603.99 MVA						
Load P(Un-U)	=	24.48 MW	14.89 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	5.87 MW	-160.71 Mvar							
Line Charging	=		-253.14 Mvar							
Compensation ind.	=		46.68 Mvar							
Compensation cap.	=		-7.59 Mvar							
Installed Capacity	=	173.74 MW								
Spinning Reserve	=	23.74 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.90	[-]							
Load/Motor	=	0.93 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
Chivor	=	-250.74 MW	-41.41 Mvar							
San Carlos	=	-139.55 MW	-35.64 Mvar							
Total	=	-390.29 MW	-77.06 Mvar							
Grid: Pagua		System Stage: Pagua Dem Media			Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 14	
Grid: Pagua		Summary								
No. of Substations	3	No. of Busbars	13	No. of Terminals	7	No. of Lines	12			
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0					
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-0.03 MW	-4.45 Mvar							
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	0.03 MW	4.45 Mvar							
Line Charging	=		-4.50 Mvar							
Compensation ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	0.00 MW								
Spinning Reserve	=	0.00 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
Bogota	=	-59.66 MW	25.36 Mvar							
COR	=	-114.23 MW	-29.64 Mvar							
Tolima	=	173.85 MW	-0.17 Mvar							
Total	=	-0.03 MW	-4.45 Mvar							

Grid: San Carlos		System Stage: San Carlos Dem			Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 16
Grid: San Carlos		Summary							
No. of Substations	10	No. of Busbars	18	No. of Terminals	10	No. of Lines	22		
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	4	No. of syn. Machines	4	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	0	No. of Shunts	2	No. of SVS	0				
Generation	=	1182.39 MW	143.48 Mvar	1191.07 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	1001.62 MW	19.28 Mvar						
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	3.59 MW	67.90 Mvar						
Line Charging	=		-103.03 Mvar						
Compensation ind.	=		96.10 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	1245.60 MW							
Spinning Reserve	=	63.21 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.99 [-]							
Load/Motor	=	0.00 / 0.00 [-]							
Inter Area Flow to									
Antioquia	=	-619.59 MW	189.38 Mvar						
CQR	=	647.43 MW	-214.56 Mvar						
Nordeste	=	141.01 MW	14.85 Mvar						
Bogota	=	116.85 MW	11.18 Mvar						
STN 500	=	715.92 MW	18.43 Mvar						
Total	=	1001.62 MW	19.28 Mvar						
Grid: STN 500		System Stage: STN 500 Dem Med			Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 15
Grid: STN 500		Summary							
No. of Substations	10	No. of Busbars	20	No. of Terminals	36	No. of Lines	14		
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	0	No. of Shunts	23	No. of SVS	1				
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-728.04 MW	217.05 Mvar						
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	13.42 MW	-2445.06 Mvar						
Line Charging	=		-2639.82 Mvar						
Compensation ind.	=		1963.53 Mvar						
Compensation cap.	=		-48.44 Mvar						
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.00 [-]							
Load/Motor	=	0.00 / 0.00 [-]							
Inter Area Flow to									
Atlantico	=	-42.04 MW	-5.02 Mvar						
Bolivar	=	217.33 MW	104.61 Mvar						
Cerromatoso	=	-187.41 MW	135.89 Mvar						
San Carlos	=	-715.92 MW	-18.43 Mvar						
Total	=	-728.04 MW	217.05 Mvar						
Grid: Tolima		System Stage: Tolima Dem Medi			Study Case: SIN-Dem Media		Annex:		/ 17
Grid: Tolima		Summary							
No. of Substations	8	No. of Busbars	12	No. of Terminals	5	No. of Lines	13		
No. of 2-w Trfs.	4	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	7	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	=	42.00 MW	3.25 Mvar	42.13 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-102.21 MW	-71.90 Mvar						
Load P(U)	=	143.93 MW	73.33 Mvar	161.54 MVA					
Load P(Un)	=	146.16 MW	74.63 Mvar	164.12 MVA					
Load P(Un-U)	=	2.23 MW	1.30 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	0.28 MW	2.85 Mvar						
Line Charging	=		-9.95 Mvar						
Compensation ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	45.90 MW							
Spinning Reserve	=	3.90 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	1.00 [-]							
Load/Motor	=	0.89 / 0.00 [-]							
Inter Area Flow to									
Huila-Caqueta	=	70.38 MW	-44.98 Mvar						
Pagua	=	-172.59 MW	-26.92 Mvar						
Total	=	-102.21 MW	-71.90 Mvar						

Demanda mínima sin considerar la variación de la carga con la tensión

Grid: valleduca		System Stage: valleduca Dem				Study Case: SIN-Dem Minima		Annex:		/ 18
Grid: valleduca		Summary								
No. of Substations	31	No. of Busbars	53	No. of Terminals	50	No. of Lines	56			
No. of 2-w Trfs.	34	No. of 3-w Trfs.	21	No. of syn. Machines	8	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	23	No. of Shunts	1	No. of SVS	0					
Generation	=	533.00 MW	67.82 Mvar	537.30 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	1.27 MW	-186.61 Mvar							
Load P(U)	=	524.92 MW	170.23 Mvar	551.83 MVA						
Load P(Un)	=	524.92 MW	170.23 Mvar	551.83 MVA						
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	6.81 MW	-4.87 Mvar							
Line Charging	=		-119.27 Mvar							
Compensation ind.	=		89.08 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	629.86 MW								
Spinning Reserve	=	96.86 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.99	[-]							
Load/Motor	=	0.95 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
CQR	=	-106.44 MW	-147.49 Mvar							
Cauca-Nariño	=	107.72 MW	-39.12 Mvar							
Total	=	1.27 MW	-186.61 Mvar							
Balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergency				No		
Automatic Tap Adjust of Transformers				No				Max. Acceptable Load Flow Error for		
Consider Reactive Power Limits				No				Nodes		
								Model Equations		
								1.00 kVA		
								0.10 %		
Grid: Antioquia		System Stage: Antioquia Dem M				Study Case: SIN-Dem Minima		Annex:		/ 1
Grid: Antioquia		Summary								
No. of Substations	60	No. of Busbars	166	No. of Terminals	32	No. of Lines	109			
No. of 2-w Trfs.	35	No. of 3-w Trfs.	54	No. of syn. Machines	20	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	41	No. of Shunts	0	No. of SVS	0					
Generation	=	1623.50 MW	123.71 Mvar	1628.21 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	798.52 MW	-182.90 Mvar							
Load P(U)	=	805.00 MW	290.23 Mvar	855.72 MVA						
Load P(Un)	=	805.00 MW	290.23 Mvar	855.72 MVA						
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	19.97 MW	16.38 Mvar							
Line Charging	=		-265.58 Mvar							
Compensation ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	1881.63 MW								
Spinning Reserve	=	258.13 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	1.00	[-]							
Load/Motor	=	0.94 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
San Carlos	=	827.62 MW	-180.67 Mvar							
Cerromatoso	=	-29.09 MW	-2.23 Mvar							
Total	=	798.52 MW	-182.90 Mvar							
Grid: Atlantico		System Stage: Atlantico Dem M				Study Case: SIN-Dem Minima		Annex:		/ 2
Grid: Atlantico		Summary								
No. of Substations	43	No. of Busbars	112	No. of Terminals	60	No. of Lines	48			
No. of 2-w Trfs.	29	No. of 3-w Trfs.	24	No. of syn. Machines	3	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	42	No. of Shunts	0	No. of SVS	0					
Generation	=	180.00 MW	48.78 Mvar	186.49 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	74.88 MW	-36.98 Mvar							
Load P(U)	=	323.97 MW	139.74 Mvar	352.83 MVA						
Load P(Un)	=	323.97 MW	139.74 Mvar	352.83 MVA						
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	1.88 MW	2.62 Mvar							
Line Charging	=		-53.35 Mvar							
Compensation ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	406.47 MW								
Spinning Reserve	=	226.47 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.97	[-]							
Load/Motor	=	0.92 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
STN 500	=	28.61 MW	-4.18 Mvar							
GCM	=	46.27 MW	-32.80 Mvar							
Total	=	74.88 MW	-36.98 Mvar							

Grid: Bogota		System Stage: Bogota Dem Mini Study Case: SIN-Dem Minima				Annex: / 3	
Grid: Bogota		Summary					
No. of Substations	45	No. of Busbars	62	No. of Terminals	24	No. of Lines	71
No. of 2-w Trfs.	10	No. of 3-w Trfs.	14	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	37	No. of Shunts	7	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-1006.05 MW	-206.11 Mvar				
Load P(U)	=	1023.08 MW	269.56 Mvar	1058.00 MVA			
Load P(Un)	=	1023.08 MW	269.56 Mvar	1058.00 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	6.77 MW	66.95 Mvar				
Line Charging	=		-48.56 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-46.11 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.97 / 0.00	[-]				
Load/Motor	=		[-]				
Inter Area Flow to							
Pagua	=	51.00 MW	-96.84 Mvar				
Chivor	=	-894.37 MW	-46.35 Mvar				
Meta	=	-81.42 MW	2.02 Mvar				
San Carlos	=	-81.26 MW	-64.94 Mvar				
Total	=	-1006.05 MW	-206.11 Mvar				
Grid: Bolivar		System Stage: Bolivar Dem Min Study Case: SIN-Dem Minima				Annex: / 4	
Grid: Bolivar		Summary					
No. of Substations	25	No. of Busbars	61	No. of Terminals	56	No. of Lines	40
No. of 2-w Trfs.	22	No. of 3-w Trfs.	20	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	32	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-168.50 MW	-96.02 Mvar				
Load P(U)	=	185.18 MW	86.32 Mvar	204.31 MVA			
Load P(Un)	=	185.18 MW	86.32 Mvar	204.31 MVA			
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	1.60 MW	21.86 Mvar				
Line Charging	=		-6.32 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		0.00 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.91 / 0.00	[-]				
Load/Motor	=		[-]				
Inter Area Flow to							
Cordoba-Sucre	=	-5.64 MW	-1.93 Mvar				
STN 500	=	-162.86 MW	-94.09 Mvar				
Total	=	-168.50 MW	-96.02 Mvar				
Grid: Cauca-Nariño		System Stage: Cauca-Nariño De Study Case: SIN-Dem Minima				Annex: / 6	
Grid: Cauca-Nariño		Summary					
No. of Substations	17	No. of Busbars	22	No. of Terminals	9	No. of Lines	20
No. of 2-w Trfs.	7	No. of 3-w Trfs.	3	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	13	No. of Shunts	2	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-175.29 MW	22.11 Mvar				
Load P(U)	=	172.46 MW	67.29 Mvar	185.13 MVA			
Load P(Un)	=	172.46 MW	67.29 Mvar	185.13 MVA			
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	2.83 MW	-95.92 Mvar				
Line Charging	=		-121.92 Mvar				
Compensation Ind.	=		12.48 Mvar				
Compensation cap.	=		-5.97 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.93 / 0.00	[-]				
Load/Motor	=		[-]				
Inter Area Flow to							
Huila-Caqueta	=	-69.30 MW	-7.64 Mvar				
Vallecauca	=	-106.00 MW	29.76 Mvar				
Total	=	-175.29 MW	22.11 Mvar				

Grid: Cerromatoso		System Stage: Cerromatoso Dem				Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 7	
Grid: Cerromatoso		Summary									
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	12	No. of Lines	6				
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	8	No. of Shunts	2	No. of SVS	0						
Generation	=	82.00 MW	14.77 Mvar	83.32 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	79.61 MW	6.03 Mvar								
Load P(U)	=	121.55 MW	58.58 Mvar	134.93 MVA							
Load P(Un)	=	121.55 MW	58.58 Mvar	134.93 MVA							
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	0.58 MW	5.90 Mvar								
Line Charging	=		-4.07 Mvar								
Compensation ind.	=		61.77 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	83.43 MW									
Spinning Reserve	=	1.43 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.98 [-]									
Load/Motor	=	0.90 / 0.00 [-]									
Inter Area Flow to											
Antioquia	=	29.09 MW	2.23 Mvar								
Cordoba-Sucre	=	24.27 MW	2.74 Mvar								
STN 500	=	26.25 MW	1.05 Mvar								
Total	=	79.61 MW	6.03 Mvar								
Grid: Chivor		System Stage: Chivor Dem Mini				Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 8	
Grid: Chivor		Summary									
No. of Substations	2	No. of Busbars	8	No. of Terminals	9	No. of Lines	11				
No. of 2-w Trfs.	9	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	6	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	1230.00 MW	123.84 Mvar	1236.22 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	1229.71 MW	9.89 Mvar	0.00 MVA							
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	0.29 MW	113.96 Mvar								
Line Charging	=		-7.71 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	1317.80 MW									
Spinning Reserve	=	87.80 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.99 [-]									
Load/Motor	=	0.00 / 0.00 [-]									
Inter Area Flow to											
Bogota	=	903.83 MW	23.51 Mvar								
Nordeste	=	189.27 MW	-40.34 Mvar								
Meta	=	136.61 MW	26.72 Mvar								
Total	=	1229.71 MW	9.89 Mvar								
Grid: Cordoba-Sucre		System Stage: Cordoba-Sucre D				Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 9	
Grid: Cordoba-Sucre		Summary									
No. of Substations	26	No. of Busbars	39	No. of Terminals	29	No. of Lines	35				
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	31	No. of Shunts	1	No. of SVS	0						
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	-18.41 MW	-3.63 Mvar								
Load P(U)	=	145.13 MW	60.00 Mvar	157.04 MVA							
Load P(Un)	=	145.13 MW	60.00 Mvar	157.04 MVA							
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	3.94 MW	-0.35 Mvar	0.00 MVA							
Line Charging	=		-22.14 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		-2.80 Mvar								
Installed Capacity	=	0.00 MW									
Spinning Reserve	=	0.00 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.00 [-]									
Load/Motor	=	0.92 / 0.00 [-]									
Inter Area Flow to											
Bolívar	=	5.66 MW	-0.47 Mvar								
Cerromatoso	=	-24.07 MW	-3.16 Mvar								
Total	=	-18.41 MW	-3.63 Mvar								

Grid: CQR		System Stage: CQR Dem Mínima			Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 5
Grid: CQR		Summary							
No. of Substations	25	No. of Busbars	47	No. of Terminals	24	No. of Lines	46		
No. of 2-w Trfs.	12	No. of 3-w Trfs.	6	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	18	No. of Shunts	6	No. of SVS	0				
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-278.07 MW	227.05 Mvar						
Load P(U)	=	274.57 MW	92.23 Mvar	289.64 MVA					
Load P(Un)	=	274.57 MW	92.23 Mvar	289.64 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	3.51 MW	-660.52 Mvar						
Line Charging	=		-696.92 Mvar						
Compensation ind.	=		350.69 Mvar						
Compensation cap.	=		-9.45 Mvar						
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.95	0.00	[-]					
Load/Motor	=	0.95	0.00	[-]					
Inter Area Flow to									
Vallecauca	=	106.49 MW	112.31 Mvar						
San Carlos	=	-462.86 MW	86.15 Mvar						
Pagua	=	78.30 MW	28.58 Mvar						
Total	=	-278.07 MW	227.05 Mvar						
Grid: GCM		System Stage: GCM Dem Mínima			Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 10
Grid: GCM		Summary							
No. of Substations	38	No. of Busbars	63	No. of Terminals	124	No. of Lines	75		
No. of 2-w Trfs.	32	No. of 3-w Trfs.	25	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	92	No. of Shunts	1	No. of SVS	0				
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-46.16 MW	2.77 Mvar						
Load P(U)	=	186.66 MW	84.62 Mvar	204.95 MVA					
Load P(Un)	=	186.66 MW	84.62 Mvar	204.95 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	2.92 MW	-159.21 Mvar						
Line Charging	=		-188.09 Mvar						
Compensation ind.	=		21.37 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.91	0.00	[-]					
Load/Motor	=	0.91	0.00	[-]					
Inter Area Flow to									
Atlantico	=	-46.16 MW	2.77 Mvar						
Total	=	-46.16 MW	2.77 Mvar						
Grid: Huila-Caqueta		System Stage: Huila-Caqueta D			Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 11
Grid: Huila-Caqueta		Summary							
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	3	No. of Lines	11		
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	6	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	=	130.00 MW	-4.01 Mvar	130.06 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	50.51 MW	-39.49 Mvar						
Load P(U)	=	77.77 MW	28.11 Mvar	82.70 MVA					
Load P(Un)	=	77.77 MW	28.11 Mvar	82.70 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	1.72 MW	7.37 Mvar						
Line Charging	=		-10.86 Mvar						
Compensation ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	181.26 MW							
Spinning Reserve	=	51.26 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	1.00	[-]						
Load/Motor	=	0.94	0.00	[-]					
Inter Area Flow to									
Tolima	=	-19.02 MW	5.01 Mvar						
Cauca-Nariño	=	69.53 MW	-44.50 Mvar						
Total	=	50.51 MW	-39.49 Mvar						

Grid: Meta		System Stage: Meta Dem Mínima Study Case: SIN-Dem Mínima				Annex:		/ 12	
Grid: Meta		Summary							
No. of Substations	3	No. of Busbars	4	No. of Terminals	1	No. of Lines	2		
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-53.84 MW	-44.42	Mvar					
Load P(U)	=	53.71 MW	39.91	Mvar	66.92 MVA				
Load P(Un)	=	53.71 MW	39.91	Mvar	66.92 MVA				
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00	Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	0.12 MW	4.51	Mvar					
Line Charging	=		1.54	Mvar					
Compensation Ind.	=		0.00	Mvar					
Compensation cap.	=		0.00	Mvar					
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.80	0.00	[-]					
Load/Motor	=			[-]					
Inter Area Flow to									
Bogota	=	81.76 MW	-12.48	Mvar					
Chivor	=	-135.60 MW	-31.94	Mvar					
Total	=	-53.84 MW	-44.42	Mvar					
Grid: Nordeste		System Stage: Nordeste Dem M1 Study Case: SIN-Dem Mínima				Annex:		/ 13	
Grid: Nordeste		Summary							
No. of Substations	31	No. of Busbars	46	No. of Terminals	21	No. of Lines	39		
No. of 2-w Trfs.	13	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	20	No. of Shunts	3	No. of SVS	0				
Generation	=	150.00 MW	3.60	Mvar	150.04 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-291.28 MW	-4.43	Mvar					
Load P(U)	=	416.05 MW	165.58	Mvar	447.78 MVA				
Load P(Un)	=	416.05 MW	165.58	Mvar	447.78 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00	Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	3.92 MW	-204.85	Mvar					
Line Charging	=		-267.74	Mvar					
Compensation Ind.	=		50.25	Mvar					
Compensation cap.	=		0.00	Mvar					
Installed Capacity	=	173.74 MW							
Spinning Reserve	=	23.74 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.93	1.00	[-]					
Load/Motor	=			[-]					
Inter Area Flow to									
Chivor	=	-187.21 MW	19.52	Mvar					
San Carlos	=	-104.07 MW	-23.95	Mvar					
Total	=	-291.28 MW	-4.43	Mvar					
Grid: Pagua		System Stage: Pagua Dem Miním Study Case: SIN-Dem Mínima				Annex:		/ 14	
Grid: Pagua		Summary							
No. of Substations	3	No. of Busbars	13	No. of Terminals	7	No. of Lines	12		
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-0.04 MW	-1.63	Mvar					
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00	Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00	Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	0.04 MW	1.63	Mvar					
Line Charging	=		-4.31	Mvar					
Compensation Ind.	=		0.00	Mvar					
Compensation cap.	=		0.00	Mvar					
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.00	0.00	[-]					
Load/Motor	=	0.00	0.00	[-]					
Inter Area Flow to									
Bogota	=	-50.79 MW	79.99	Mvar					
COR	=	-77.97 MW	-53.06	Mvar					
Tolima	=	128.72 MW	-28.56	Mvar					
Total	=	-0.04 MW	-1.63	Mvar					

Grid: San Carlos		System Stage: San Carlos Dem			Study Case: SIN-Dem Mínima			Annex:		/ 16
Grid: San Carlos		Summary								
No. of Substations	10	No. of Busbars	18	No. of Terminals	10	No. of Lines	22			
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	4	No. of syn. Machines	3	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	0	No. of Shunts	2	No. of SVS	0					
Generation	=	580.56 MW	-115.05 Mvar	591.85 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	387.05 MW	-130.17 Mvar							
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	1.93 MW	-15.31 Mvar							
Line Charging	=		-102.48 Mvar							
Compensation ind.	=		90.24 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	934.20 MW								
Spinning Reserve	=	353.64 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.98	[-]							
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
Antioquia	=	-827.60 MW	180.65 Mvar							
CQR	=	466.67 MW	-182.53 Mvar							
Nordeste	=	104.84 MW	-3.13 Mvar							
Bogota	=	81.73 MW	32.43 Mvar							
STN 500	=	561.42 MW	-157.59 Mvar							
Total	=	387.05 MW	-130.17 Mvar							
Grid: STN 500		System Stage: STN 500 Dem Min			Study Case: SIN-Dem Mínima			Annex:		/ 15
Grid: STN 500		Summary								
No. of Substations	10	No. of Busbars	20	No. of Terminals	36	No. of Lines	14			
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	0	No. of Shunts	23	No. of SVS	1					
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-452.65 MW	213.94 Mvar							
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Grid Losses	=	8.02 MW	-2579.96 Mvar							
Line Charging	=		-2696.50 Mvar							
Compensation ind.	=		2015.06 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	0.00 MW								
Spinning Reserve	=	0.00 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
Atlantico	=	-28.54 MW	-8.00 Mvar							
Bolivar	=	163.07 MW	92.00 Mvar							
Cerromatoso	=	-25.77 MW	-27.65 Mvar							
San Carlos	=	-561.42 MW	157.59 Mvar							
Total	=	-452.65 MW	213.94 Mvar							
Grid: Tolima		System Stage: Tolima Dem Mini			Study Case: SIN-Dem Mínima			Annex:		/ 17
Grid: Tolima		Summary								
No. of Substations	8	No. of Busbars	12	No. of Terminals	5	No. of Lines	13			
No. of 2-w Trfs.	4	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0			
No. of Loads	7	No. of Shunts	0	No. of SVS	0					
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA						
Inter Area Flow	=	-108.56 MW	-49.93 Mvar							
Load P(U)	=	108.36 MW	55.33 Mvar	121.67 MVA						
Load P(Un)	=	108.36 MW	55.33 Mvar	121.67 MVA						
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar							
Grid Losses	=	0.19 MW	-4.36 Mvar	0.00 MVA						
Line Charging	=		-9.74 Mvar							
Compensation ind.	=		0.00 Mvar							
Compensation cap.	=		0.00 Mvar							
Installed Capacity	=	0.00 MW								
Spinning Reserve	=	0.00 MW								
Total Power Factor:										
Generation	=	0.00	[-]							
Load/Motor	=	0.89 / 0.00	[-]							
Inter Area Flow to										
Huila-Caqueta	=	19.30 MW	-48.98 Mvar							
Pagua	=	-127.86 MW	-0.94 Mvar							
Total	=	-108.56 MW	-49.93 Mvar							

Demanda mínima considerando la variación de la carga con la tensión

Grid: vallecauca		System Stage: vallecauca Dem				Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 18	
Grid: vallecauca		Summary									
No. of Substations	31	No. of Busbars	53	No. of Terminals	50	No. of Lines	56				
No. of 2-w Trfs.	34	No. of 3-w Trfs.	21	No. of syn. Machines	8	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	23	No. of Shunts	1	No. of SVS	0						
Generation	=	533.00 MW	70.06 Mvar	537.59 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	-9.62 MW	-189.34 Mvar								
Load P(U)	=	535.83 MW	174.11 Mvar	563.41 MVA							
Load P(Un)	=	524.92 MW	170.23 Mvar	551.83 MVA							
Load P(Un-U)	=	-10.91 MW	-3.88 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	6.79 MW	-3.70 Mvar								
Line Charging	=		-119.17 Mvar								
Compensation ind.	=		89.00 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	629.86 MW									
Spinning Reserve	=	96.86 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.99	-								
Load/Motor	=	0.95 / 0.00	-								
Inter Area Flow to											
CQR	=	-116.17 MW	-150.29 Mvar								
Cauca-Nariño	=	106.55 MW	-39.06 Mvar								
Total	=	-9.62 MW	-189.34 Mvar								
Load Flow Calculation										Area Summary	
Balanced, positive sequence										No	
Automatic Tap Adjust of Transformers										No	
Consider Reactive Power Limits										No	
										Automatic Model Adaptation for Convergency	
										Max. Acceptable Load Flow Error for	
										Nodes	
										Model Equations	
										1.00 kva	
										0.10 %	
Grid: Antioquia		System Stage: Antioquia Dem M				Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 1	
Grid: Antioquia		Summary									
No. of Substations	60	No. of Busbars	166	No. of Terminals	32	No. of Lines	109				
No. of 2-w Trfs.	35	No. of 3-w Trfs.	54	No. of syn. Machines	20	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	41	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	1623.50 MW	122.72 Mvar	1628.13 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	793.35 MW	-185.41 Mvar								
Load P(U)	=	810.27 MW	292.37 Mvar	861.40 MVA							
Load P(Un)	=	805.00 MW	290.23 Mvar	855.72 MVA							
Load P(Un-U)	=	-5.26 MW	-2.14 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	19.89 MW	15.75 Mvar								
Line Charging	=		-265.60 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	1881.63 MW									
Spinning Reserve	=	258.13 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	1.00	-								
Load/Motor	=	0.94 / 0.00	-								
Inter Area Flow to											
San Carlos	=	822.46 MW	-183.18 Mvar								
Cerromatoso	=	-29.12 MW	-2.23 Mvar								
Total	=	793.35 MW	-185.41 Mvar								
Grid: Atlantico		System Stage: Atlantico Dem M				Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 2	
Grid: Atlantico		Summary									
No. of Substations	43	No. of Busbars	112	No. of Terminals	60	No. of Lines	48				
No. of 2-w Trfs.	29	No. of 3-w Trfs.	24	No. of syn. Machines	3	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	42	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	180.00 MW	48.38 Mvar	186.39 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	75.87 MW	-36.07 Mvar								
Load P(U)	=	323.17 MW	139.38 Mvar	351.94 MVA							
Load P(Un)	=	323.97 MW	139.74 Mvar	352.83 MVA							
Load P(Un-U)	=	0.81 MW	0.37 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	1.85 MW	2.13 Mvar								
Line Charging	=		-53.36 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	406.47 MW									
Spinning Reserve	=	226.47 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.97	-								
Load/Motor	=	0.92 / 0.00	-								
Inter Area Flow to											
STN 500	=	28.39 MW	-4.36 Mvar								
GCM	=	47.49 MW	-31.70 Mvar								
Total	=	75.87 MW	-36.07 Mvar								

Grid: Bogota		System Stage: Bogota Dem Mini Study Case: SIN-Dem Minima				Annex: / 3	
Grid: Bogota		Summary					
No. of Substations	45	No. of Busbars	62	No. of Terminals	24	No. of Lines	71
No. of 2-w Trfs.	10	No. of 3-w Trfs.	14	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	37	No. of Shunts	7	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-996.42 MW	-198.35 Mvar				
Load P(U)	=	1009.18 MW	265.08 Mvar	1043.42 MVA			
Load P(Un)	=	1023.08 MW	269.56 Mvar	1058.00 MVA			
Load P(Un-U)	=	13.90 MW	4.48 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	6.45 MW	62.24 Mvar				
Line Charging	=		-48.81 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-46.36 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.97 / 0.00	[-]				
Load/Motor	=		[-]				
Inter Area Flow to							
Pagua	=	54.30 MW	-97.17 Mvar				
Chivor	=	-892.21 MW	-40.10 Mvar				
Meta	=	-80.36 MW	3.30 Mvar				
San Carlos	=	-78.15 MW	-64.39 Mvar				
Total	=	-996.42 MW	-198.35 Mvar				
Grid: Bolivar		System Stage: Bolivar Dem Min Study Case: SIN-Dem Minima				Annex: / 4	
Grid: Bolivar		Summary					
No. of Substations	25	No. of Busbars	61	No. of Terminals	56	No. of Lines	40
No. of 2-w Trfs.	22	No. of 3-w Trfs.	20	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	32	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-167.34 MW	-95.02 Mvar				
Load P(U)	=	183.56 MW	85.50 Mvar	202.50 MVA			
Load P(Un)	=	185.18 MW	86.32 Mvar	204.31 MVA			
Load P(Un-U)	=	1.62 MW	0.82 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	1.56 MW	21.30 Mvar				
Line Charging	=		-6.33 Mvar				
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		0.00 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.91 / 0.00	[-]				
Load/Motor	=		[-]				
Inter Area Flow to							
Cordoba-Sucre	=	-5.41 MW	-1.78 Mvar				
STN 500	=	-161.93 MW	-93.23 Mvar				
Total	=	-167.34 MW	-95.02 Mvar				
Grid: Cauca-Nariño		System Stage: Cauca-Nariño De Study Case: SIN-Dem Minima				Annex: / 6	
Grid: Cauca-Nariño		Summary					
No. of Substations	17	No. of Busbars	22	No. of Terminals	9	No. of Lines	20
No. of 2-w Trfs.	7	No. of 3-w Trfs.	3	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	13	No. of Shunts	2	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-176.89 MW	20.88 Mvar				
Load P(U)	=	174.03 MW	67.92 Mvar	186.81 MVA			
Load P(Un)	=	172.46 MW	67.29 Mvar	185.13 MVA			
Load P(Un-U)	=	-1.57 MW	-0.62 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	2.86 MW	-95.28 Mvar				
Line Charging	=		-121.64 Mvar				
Compensation Ind.	=		12.44 Mvar				
Compensation cap.	=		-5.95 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.93 / 0.00	[-]				
Load/Motor	=		[-]				
Inter Area Flow to							
Huila-caqueta	=	-72.03 MW	-8.56 Mvar				
vallecauca	=	-104.86 MW	29.44 Mvar				
Total	=	-176.89 MW	20.88 Mvar				

Grid: Cerromatoso		System Stage: Cerromatoso Dem Study Case: SIN-Dem Mínima				Annex: / 7	
Grid: Cerromatoso		Summary					
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	12	No. of Lines	6
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	8	No. of Shunts	2	No. of SVS	0		
Generation	=	82.00 MW	14.48 Mvar	83.27 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	79.63 MW	5.78 Mvar				
Load P(U)	=	122.45 MW	59.07 Mvar	135.95 MVA			
Load P(Un)	=	121.55 MW	58.58 Mvar	134.93 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0.90 MW	-0.50 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	0.55 MW	5.72 Mvar				
Line Charging	=		-4.07 Mvar				
Compensation ind.	=		61.78 Mvar				
Compensation cap.	=		0.00 Mvar				
Installed Capacity	=	83.43 MW					
Spinning Reserve	=	1.43 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.98	[-]				
Load/Motor	=	0.90 / 0.00	[-]				

Inter Area Flow to							
Antioquia	=	29.12 MW	2.23 Mvar				
Cordoba-Sucre	=	24.04 MW	2.58 Mvar				
STN 500	=	26.47 MW	0.97 Mvar				
Total	=	79.63 MW	5.78 Mvar				

Grid: Chivor		System stage: Chivor Dem Mini Study Case: SIN-Dem Mínima				Annex: / 8	
Grid: Chivor		Summary					
No. of Substations	2	No. of Busbars	8	No. of Terminals	9	No. of Lines	11
No. of 2-w Trfs.	9	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	6	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	1230.00 MW	115.73 Mvar	1235.43 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	1229.71 MW	2.00 Mvar				
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	0.29 MW	113.73 Mvar				
Line Charging	=		-7.72 Mvar				
Compensation ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		0.00 Mvar				
Installed Capacity	=	1317.80 MW					
Spinning Reserve	=	87.80 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1.00	[-]				
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]				

Inter Area Flow to							
Bogota	=	901.60 MW	16.04 Mvar				
Nordeste	=	191.22 MW	-40.63 Mvar				
Meta	=	136.90 MW	26.58 Mvar				
Total	=	1229.71 MW	2.00 Mvar				

Grid: Cordoba-Sucre		System Stage: Cordoba-Sucre D Study Case: SIN-Dem Mínima				Annex: / 9	
Grid: Cordoba-Sucre		Summary					
No. of Substations	26	No. of Busbars	39	No. of Terminals	29	No. of Lines	35
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	31	No. of Shunts	1	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Area Flow	=	-18.43 MW	-3.64 Mvar				
Load P(U)	=	145.05 MW	60.13 Mvar	157.02 MVA			
Load P(Un)	=	145.13 MW	60.00 Mvar	157.04 MVA			
Load P(Un-U)	=	0.08 MW	-0.14 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	3.70 MW	-0.82 Mvar				
Line Charging	=		-22.21 Mvar				
Compensation ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-2.82 Mvar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.00	[-]				
Load/Motor	=	0.92 / 0.00	[-]				

Inter Area Flow to							
Bolívar	=	5.42 MW	-0.62 Mvar				
Cerromatoso	=	-23.85 MW	-3.02 Mvar				
Total	=	-18.43 MW	-3.64 Mvar				

Grid: CQR		System Stage: CQR Dem Mínima		Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 5	
Grid: CQR		Summary							
No. of Substations	25	No. of Busbars	47	No. of Terminals	24	No. of Lines	46		
No. of 2-w Trfs.	12	No. of 3-w Trfs.	6	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	18	No. of Shunts	6	No. of SVS	0				
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-273.18 MW	230.20 Mvar						
Load P(U)	=	269.77 MW	90.29 Mvar	284.48 MVA					
Load P(Un)	=	274.57 MW	92.23 Mvar	289.64 MVA					
Load P(Un-U)	=	4.80 MW	1.94 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	3.41 MW	-661.82 Mvar						
Line Charging	=		-697.23 Mvar						
Compensation Ind.	=		350.80 Mvar						
Compensation cap.	=		-9.48 Mvar						
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.00	[-]						
Load/Motor	=	0.95 / 0.00	[-]						
Inter Area Flow to									
Vallecauca	=	116.23 MW	115.16 Mvar						
San Carlos	=	-464.76 MW	87.11 Mvar						
Pagua	=	75.36 MW	27.94 Mvar						
Total	=	-273.18 MW	230.20 Mvar						
Grid: GCM		System Stage: GCM Dem Mínima		Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 10	
Grid: GCM		Summary							
No. of Substations	38	No. of Busbars	63	No. of Terminals	124	No. of Lines	75		
No. of 2-w Trfs.	32	No. of 3-w Trfs.	25	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	92	No. of Shunts	1	No. of SVS	0				
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	-47.37 MW	1.71 Mvar						
Load P(U)	=	190.13 MW	86.39 Mvar	208.84 MVA					
Load P(Un)	=	186.66 MW	84.62 Mvar	204.95 MVA					
Load P(Un-U)	=	-3.47 MW	-1.77 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	2.94 MW	-157.77 Mvar						
Line Charging	=		-187.63 Mvar						
Compensation Ind.	=		21.31 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.00	[-]						
Load/Motor	=	0.91 / 0.00	[-]						
Inter Area Flow to									
Atlántico	=	-47.37 MW	1.71 Mvar						
Total	=	-47.37 MW	1.71 Mvar						
Grid: Huila-Caqueta		System Stage: Huila-Caqueta D		Study Case: SIN-Dem Mínima		Annex:		/ 11	
Grid: Huila-Caqueta		Summary							
No. of Substations	7	No. of Busbars	12	No. of Terminals	3	No. of Lines	11		
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	6	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	=	130.00 MW	-4.30 Mvar	130.07 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Inter Area Flow	=	50.92 MW	-39.32 Mvar						
Load P(U)	=	77.48 MW	28.20 Mvar	82.45 MVA					
Load P(Un)	=	77.77 MW	28.11 Mvar	82.70 MVA					
Load P(Un-U)	=	0.29 MW	-0.09 Mvar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	1.60 MW	6.82 Mvar						
Line Charging	=		-10.90 Mvar						
Compensation Ind.	=		0.00 Mvar						
Compensation cap.	=		0.00 Mvar						
Installed Capacity	=	181.26 MW							
Spinning Reserve	=	51.26 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	1.00	[-]						
Load/Motor	=	0.94 / 0.00	[-]						
Inter Area Flow to									
Tolima	=	-21.35 MW	4.01 Mvar						
Cauca-Nariño	=	72.27 MW	-43.33 Mvar						
Total	=	50.92 MW	-39.32 Mvar						

Grid: Meta		System Stage: Meta Dem Minima Study Case: SIN-Dem Minima				Annex:		/ 12
Grid: Meta		Summary						
No. of Substations	3	No. of Busbars	4	No. of Terminals	1	No. of Lines	2	
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	2	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of SVS	0			
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-55.19 MW	-45.71 Mvar					
Load P(U)	=	55.07 MW	41.05 Mvar	68.68 MVA				
Load P(Un)	=	53.71 MW	39.91 Mvar	66.92 MVA				
Load P(Un-U)	=	-1.36 MW	-1.14 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	0.12 MW	4.66 Mvar					
Line Charging	=		1.54 Mvar					
Compensation ind.	=		0.00 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	0.00 MW						
Spinning Reserve	=	0.00 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.00	[-]					
Load/Motor	=	0.80 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to Bogota		=	80.69 MW	-13.91 Mvar				
Chivor		=	-135.88 MW	-31.80 Mvar				
Total		=	-55.19 MW	-45.71 Mvar				
Grid: Nordeste		System Stage: Nordeste Dem Mi Study Case: SIN-Dem Minima				Annex:		/ 13
Grid: Nordeste		Summary						
No. of Substations	31	No. of Busbars	46	No. of Terminals	21	No. of Lines	39	
No. of 2-w Trfs.	13	No. of 3-w Trfs.	12	No. of syn. Machines	1	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	20	No. of Shunts	3	No. of SVS	0			
Generation	=	150.00 MW	2.34 Mvar	150.02 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-291.65 MW	-2.83 Mvar					
Load P(U)	=	415.46 MW	164.29 Mvar	446.77 MVA				
Load P(Un)	=	416.05 MW	165.58 Mvar	447.78 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.59 MW	1.28 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	3.78 MW	-207.67 Mvar					
Line Charging	=		-268.74 Mvar					
Compensation ind.	=		50.78 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	173.74 MW						
Spinning Reserve	=	23.74 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	1.00	[-]					
Load/Motor	=	0.93 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to Chivor		=	-189.12 MW	20.15 Mvar				
San Carlos		=	-102.53 MW	-22.98 Mvar				
Total		=	-291.65 MW	-2.83 Mvar				
Grid: Pagua		System Stage: Pagua Dem Miním Study Case: SIN-Dem Minima				Annex:		/ 14
Grid: Pagua		Summary						
No. of Substations	3	No. of Busbars	13	No. of Terminals	7	No. of Lines	12	
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0	
No. of Loads	0	No. of Shunts	0	No. of SVS	0			
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Area Flow	=	-0.04 MW	-1.36 Mvar					
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Grid Losses	=	0.04 MW	1.36 Mvar					
Line Charging	=		-4.33 Mvar					
Compensation ind.	=		0.00 Mvar					
Compensation cap.	=		0.00 Mvar					
Installed Capacity	=	0.00 MW						
Spinning Reserve	=	0.00 MW						
Total Power Factor:								
Generation	=	0.00	[-]					
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]					
Inter Area Flow to Bogota		=	-54.09 MW	80.31 Mvar				
COR		=	-75.05 MW	-52.70 Mvar				
Tolima		=	129.10 MW	-28.97 Mvar				
Total		=	-0.04 MW	-1.36 Mvar				

Grid: San Carlos		System Stage: San Carlos Dem			Study Case: SIN-Dem Mínima			Annex:		/ 16	
Grid: San Carlos		Summary									
No. of Substations	10	No. of Busbars	18	No. of Terminals	10	No. of Lines	22				
No. of 2-w Trfs.	6	No. of 3-w Trfs.	4	No. of syn. Machines	3	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	0	No. of Shunts	2	No. of SVS	0						
Generation	=	578.67 MW	-117.90 Mvar	590.56 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	385.70 MW	-132.30 Mvar	0.00 MVA							
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	1.86 MW	-16.21 Mvar	0.00 MVA							
Line Charging	=		-102.57 Mvar								
Compensation ind.	=		90.27 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	934.20 MW									
Spinning Reserve	=	355.53 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.98	[-]								
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]								
Inter Area Flow to											
Antioquia	=	-822.45 MW	183.15 Mvar								
CQR	=	468.55 MW	-183.68 Mvar								
Nordeste	=	103.27 MW	-4.35 Mvar								
Bogota	=	78.59 MW	31.50 Mvar								
STN 500	=	557.73 MW	-158.92 Mvar								
Total	=	385.70 MW	-132.30 Mvar								
Grid: STN 500		System Stage: STN 500 Dem Min			Study Case: SIN-Dem Mínima			Annex:		/ 15	
Grid: STN 500		Summary									
No. of Substations	10	No. of Busbars	20	No. of Terminals	36	No. of Lines	14				
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	0	No. of Shunts	23	No. of SVS	1						
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	-449.89 MW	214.64 Mvar	0.00 MVA							
Load P(U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Load P(Un)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	8.00 MW	-2581.78 Mvar	0.00 MVA							
Line Charging	=		-2698.02 Mvar								
Compensation ind.	=		2016.60 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	0.00 MW									
Spinning Reserve	=	0.00 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.00	[-]								
Load/Motor	=	0.00 / 0.00	[-]								
Inter Area Flow to											
Atlantico	=	-28.32 MW	-7.83 Mvar								
Bolivar	=	162.13 MW	91.13 Mvar								
Cerromatoso	=	-25.98 MW	-27.58 Mvar								
San Carlos	=	-557.73 MW	158.92 Mvar								
Total	=	-449.89 MW	214.64 Mvar								
Grid: Tolima		System Stage: Tolima Dem Mini			Study Case: SIN-Dem Mínima			Annex:		/ 17	
Grid: Tolima		Summary									
No. of Substations	8	No. of Busbars	12	No. of Terminals	5	No. of Lines	13				
No. of 2-w Trfs.	4	No. of 3-w Trfs.	1	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0				
No. of Loads	7	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Inter Area Flow	=	-106.61 MW	-48.78 Mvar	0.00 MVA							
Load P(U)	=	106.42 MW	54.28 Mvar	119.46 MVA							
Load P(Un)	=	108.36 MW	55.33 Mvar	121.67 MVA							
Load P(Un-U)	=	1.95 MW	1.05 Mvar								
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA							
Grid Losses	=	0.19 MW	-4.46 Mvar								
Line Charging	=		-9.80 Mvar								
Compensation ind.	=		0.00 Mvar								
Compensation cap.	=		0.00 Mvar								
Installed Capacity	=	0.00 MW									
Spinning Reserve	=	0.00 MW									
Total Power Factor:											
Generation	=	0.00	[-]								
Load/Motor	=	0.89 / 0.00	[-]								
Inter Area Flow to											
Huila-Caqueta	=	21.63 MW	-48.07 Mvar								
Pagua	=	-128.24 MW	-0.71 Mvar								
Total	=	-106.61 MW	-48.78 Mvar								

A3. UNIFILARES DE LAS CORRIDAS DEL FLUJO DE CARGA

Figura 1. Diagrama unifilar del área atlántico sin considerar la dependencia de la carga con la tensión.

Figura 2. Diagrama unifilar del área atlántico considerando la dependencia de la carga con la tensión.

Figura 3. Diagrama unifilar del área atlántico Modificando el tab en la 1 posición en Termoflores y las Tebsas Considerando dependencia de la carga con la tensión

Figura 4. Diagrama unifilar del área atlántico Modificando el tab en la 2 posición en Termoflores y las Tebsas Considerando dependencia de la carga con la tensión

Figura 5. Diagrama unifilar del área atlántico considerando varios tipos de carga y la dependencia de la carga con la tensión.

Figura 6. Diagrama unifilar del área atlántico Modificando el tab en la 1 posición en Termoflores y las Tebsas Considerando varios tipos de carga y dependencia de la carga con la tensión

Figura 7. Diagrama unifilar del área atlántico Modificando el tab en la 2 posición en Termoflores y las Tebsas Considerando varios tipos de carga y dependencia de la carga con la tensión

