



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROCEDIMIENTO ADECUADO PARA LA NORMALIZACIÓN DE
LA CARGA Y EXPLOTACIÓN DE RED, EN CASO DE UN
COLAPSO EN EL SISTEMA NACIONAL, INTERCONECTADO
PARA LAS EMPRESAS DEORSA-DEOCSA.**

Marco David de Jesús Penagos Nuila
Asesorado por el Ingeniero Williams René San José Orellana

Guatemala, Julio de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROCEDIMIENTO ADECUADO PARA LA NORMALIZACIÓN DE
LA CARGA Y EXPLOTACIÓN DE RED, EN CASO DE UN
COLAPSO EN EL SISTEMA NACIONAL, INTERCONECTADO
PARA LAS EMPRESAS DEORSA-DEOCSA.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MARCO DAVID DE JESÚS PENAGOS NUILA

ASESORADO POR: ING. WILLIAMS RENÉ SAN JOSÉ ORELLANA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

| | |
|------------|------------------------------------|
| DECANO | Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos |
| VOCAL I | Inga. Glenda Patricia García Soria |
| VOCAL II | Lic. Amahán Sánchez Álvarez |
| VOCAL III | Ing. Julio David Galicia Celada |
| VOCAL IV | Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz |
| VOCAL V | Br. Elisa Yazminda Vides Leiva |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas |

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

| | |
|------------|--|
| DECANO | Ing. Sydney Alexander Samuels Milson |
| EXAMINADOR | Ing. Saúl Cabezas Durán |
| EXAMINADOR | Ing. Otto Fernando Andrino Gonzáles |
| EXAMINADOR | Ing. Gustavo Adolfo Villena Vásquez |
| SECRETARIA | Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas |

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROCEDIMIENTO ADECUADO PARA LA NORMALIZACIÓN DE LA CARGA Y EXPLOTACIÓN DE RED, EN CASO DE UN COLAPSO EN EL SISTEMA NACIONAL, INTERCONECTADO PARA LAS EMPRESAS DEORSA-DEOCSA,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha doce de octubre de 2005.

Marco David De Jesús Penagos Nuila

AGRADECIMIENTO A:

| | |
|----------------------------------|--|
| DIOS | Por todas las bendiciones que ha traído a mi vida. |
| MI PADRE Y MADRE | Por sus consejos, por ser mi mayor ejemplo y orgullo, porque siempre me han brindado su amor, comprensión, confianza y sobre todo su apoyo para poder alcanzar esta gran meta. |
| MI ESPOSA | Por su apoyo, su amor y ser la compañera de mi vida. |
| MI HIJO | Por sus sonrisas de todas las mañanas y por ser el motivo que me inspira a seguir adelante. |
| MI HERMANO Y HERMANAS | Por sus consejos y haber creído en mí. |
| MI ASESOR | Por su colaboración incondicional para alcanzar este triunfo. |
| MIS COMPAÑEROS DE TRABAJO | Byron Ochoa, Milgen Juarez, Carlos Caballeros y Sergio Cárcamo, por el apoyo brindado. |
| MIS AMIGOS | En especial a Josué Valdez, Miguel Montealegre y Edmundo Rodríguez, por sus consejos y apoyo moral. |

DEDICATORIA A:

DIOS

Porque todo lo alcanzado ha sido por tu voluntad.

MARÍA SANTÍSIMA

Que intercede por mí en los tiempos difíciles.

MI ESPOSA E HIJO

Por su apoyo, ayuda y comprensión para que pudiera culminar mi carrera.

MI PADRE

Porque este triunfo es suyo y no mío.

MI MADRE

Por ser la razón de todos mis logros

MI HERMANO

Por todo el cariño brindado.

MIS HERMANAS

Por todo el cariño, consejos y las palabras de esperanza para seguir adelante.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|-------------|
| ÍNDICE GENERAL | I |
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES | VII |
| LISTA DE SÍMBOLOS | IX |
| GLOSARIO | XI |
| RESUMEN | XIV |
| OBJETIVOS | XVII |
| INTRODUCCIÓN | XIX |
| 1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA | 1 |
| 1.1 Antecedentes de la empresa | 1 |
| 1.1.1 Reseña Histórica | 1 |
| 1.1.2 Misión de la empresa..... | 5 |
| 1.1.3 Visión de la empresa | 6 |
| 1.2 Tecnologías utilizadas por la empresa | 6 |
| 1.2.1 Sistema de Comunicación y Adquisición de Datos (SCADA) | 6 |
| 1.3 Situación actual del Centro de Operaciones de Red (COR)..... | 10 |
| 2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES ELEMENTALES | 11 |
| 2.1 Brigada de Operación Local (BOL)..... | 11 |
| 2.1.1 Descripción | 11 |
| 2.1.2 Aplicación | 11 |

| | | |
|---|------------------------------------|----|
| 2.2 | Centro de Operación de Red (COR) | 11 |
| 2.2.1 | Descripción | 11 |
| 2.2.2 | Aplicación | 12 |
| 2.3 | Descargo | 12 |
| 2.3.1 | Descripción | 12 |
| 2.3.2 | Aplicación | 12 |
| 2.4 | Estado no normal de explotación | 12 |
| 2.4.1 | Descripción | 12 |
| 2.4.2 | Aplicación | 13 |
| 2.5 | Estado normal de explotación | 13 |
| 2.5.1 | Descripción | 13 |
| 2.5.2 | Aplicación | 13 |
| 2.6 | Incidencias | 13 |
| 2.6.1 | Descripción | 13 |
| 2.6.2 | Aplicación | 14 |
| 2.7 | Maniobras | 14 |
| 2.7.1 | Descripción | 14 |
| 2.7.2 | Aplicación | 14 |
| 2.8 | Normalizar el estado de la red | 14 |
| 2.8.1 | Descripción | 14 |
| 2.8.2 | Aplicación | 15 |
| 2.9 | Operador del COR | 15 |
| 2.9.1 | Descripción | 15 |
| 2.9.2 | Aplicación | 15 |
| | | |
| 3. ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LAS NORMAS COORDINACIÓN | | |
| COMERCIAL Y OPERATIVA DEL AMM. | | |
| 3.1 | Coordinación del despacho de carga | 17 |
| 3.1.1 | Fundamentos | 17 |
| 3.1.1.1 | Estudios del sistema | 18 |

| | | |
|---------|--|----|
| 3.1.1.2 | Seguridad y estudios del sistema..... | 19 |
| 3.1.2 | Operación en tiempo real y redespacho | 20 |
| 3.1.2.1 | Operación en tiempo real | 20 |
| 3.1.2.2 | Redespacho | 20 |
| 3.1.2.3 | Criterios para iniciar un redespacho | 21 |
| 3.1.3 | Despacho de generación | 21 |
| 3.1.3.1 | Objetivo | 21 |
| 3.1.3.2 | Información a utilizar | 22 |
| 3.1.3.3 | Salidas de servicio no programadas de unidades de generación..... | 22 |
| 3.1.3.4 | Ordenes de despacho | 23 |
| 3.2 | Coordinación de la operación en tiempo real | 25 |
| 3.2.1 | Fundamentos | 25 |
| 3.2.2 | Condiciones normales..... | 25 |
| 3.2.2.1 | Operación satisfactoria..... | 25 |
| 3.2.2.2 | Clasificación de contingencias | 25 |
| 3.2.2.3 | Operación segura..... | 26 |
| 3.2.2.4 | Mantenimiento de la seguridad del SNI..... | 26 |
| 3.2.2.5 | Operación confiable..... | 29 |
| 3.2.2.6 | Responsabilidades y obligaciones para la seguridad del SNI..... | 29 |
| 3.2.3 | Condiciones de riesgo..... | 34 |
| 3.2.3.1 | Definiciones..... | 34 |
| 3.2.3.2 | Declaración de situación de emergencia..... | 35 |
| 3.2.3.3 | Manual de procedimiento de emergencia del SNI | 36 |
| 3.2.3.4 | Notificación de riesgo de déficit de generación | 36 |
| 3.2.3.5 | Notificación de condición crítica o situación de emergencia..... | 36 |
| 3.2.3.6 | Simulacro anual de emergencias | 37 |

| | | |
|---|--|-----------|
| 3.2.3.7 | Centro operativo de emergencias | 37 |
| 3.2.4 | Coordinación de participantes | 38 |
| 3.2.4.1 | Notificación de Operaciones | 38 |
| 3.2.4.2 | Informes sobre eventos..... | 39 |
| 3.2.4.3 | Revisión de procedimientos | 41 |
| 3.2.4.4 | Coordinación de la operación de generadores conectados a la red de un agente distribuidor | 42 |
| 3.2.5 | Coordinación con otros países en interconexiones internacionales | 42 |
| 3.2.6 | Sistema de control supervisorio en tiempo real | 43 |
| 3.2.7 | Sistema de comunicaciones | 45 |
| 3.2.7.1 | Introducción | 45 |
| 3.2.7.2 | Transmisión de datos del sistema de control supervisorio en tiempo real | 46 |
| 3.2.7.3 | Comunicaciones de voz operativas..... | 46 |
| 3.2.7.4 | Transmisión de datos para el SMEC..... | 47 |
| 3.2.7.5 | Requisitos técnicos | 47 |
| | | |
| 4. DOCUMENTACIÓN DE CARACTERÍSTICAS, LINEAMIENTOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA NORMALIZACIÓN DE LA CARGA Y RED EN EXPLOTACIÓN..... | | 49 |
| 4.1 | Características técnicas | 49 |
| 4.2 | Lineamiento técnico para realizar la normalización de la carga y red en explotación por parte de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) | 50 |
| 4.2.1 | Procedimiento para la normalización de la carga y red en explotación en caso de un colapso en el SNI por parte de ETCEE | 50 |
| 4.2.1.1 | Formación de las islas eléctricas por parte de la ETCEE | 51 |

| | |
|--|-----------|
| 4.2.1.2 Integración de las islas eléctricas..... | 56 |
| 4.3 Lineamientos técnicos para desarrollar la normalización de la carga y red en explotación en caso de un colapso en el SNI por parte de DEORSA-DEOCSA..... | 58 |
| 4.3.1 Interpretación y manejo de resultados | 62 |
| 4.4 Procedimiento para realizar la normalización de la carga y red en explotación | 64 |
| CONCLUSIONES | 67 |
| RECOMENDACIONES | 69 |
| BIBLIOGRAFÍA | 71 |
| APENDICES..... | 73 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES










FIGURAS

| | |
|---|----|
| 1. Evolución del consumo sistema nacional interconectado..... | 5 |
| 2. Libro de Alarmas..... | 8 |
| 3. Isla Norte..... | 52 |
| 4. Isla Sur..... | 54 |
| 5. Isla Centro..... | 55 |
| 6. Sistema Nacional Interconectado..... | 57 |
| 7. Diagrama de flujo de actividades..... | 60 |

TABLAS

| | |
|---|----|
| I. Actividades..... | 59 |
| II. Lista de subestaciones telecontroladas..... | 62 |
| III. Listado de subestaciones a energizar en orden de prioridad | 63 |
| IV. Prioridad de ingreso de las subestaciones | 65 |
| V. Lectura de energía en kwhr en promedio de 5 días DEOCSA..... | 73 |
| VI. Lectura de energía en kwhr en promedio de 5 días DEORSA..... | 76 |

LISTA DE SÍMBOLOS

| Símbolo | Significado |
|---|---------------|
|  | 230 kv |
|  | 138 kv |
|  | 69 kv |
|  | 34 kv |
|  | 23 kv |
|  | 13.8 kv |
|  | Generador |
|  | Transformador |
|  | Seccionador |

GLOSARIO

| | |
|----------------------|--|
| Capabilidad | Curva donde se indica en qué área esta trabajando un generador de forma normal y estable. |
| Carga | Cualquier aparato eléctrico que sea conectado a la red de distribución. |
| Colapso | Paralización del sistema eléctrico. |
| Cortocircuito | Circuito que se produce accidentalmente por contacto entre dos conductores de polos opuestos y suele ocasionar una descarga. |
| Demanda | Cuantía global de la energía consumida o prevista por los usuarios del servicio. |
| Despacho | Dar ingreso o alimentar determinada cantidad de carga. |
| Envergadura | Amplitud, alcance. |
| Estabilidad | Cuando el sistema eléctrico se comporta de una manera normal. |
| ETCEE | Empresa de transporte y control de energía eléctrica. |

| | |
|---------------------------|---|
| Explotación | Sacar utilidad de un negocio o industria en provecho propio. |
| Factor de Potencia | Razón de la potencia promedio a la potencia aparente. |
| Flag | Bandera o filtro. |
| Flujo de Cargas | Estudio realizado para analizar el comportamiento del sistema eléctrico. |
| Frecuencia | Ciclos por segundo que tarda un voltaje alterno en trasladarse del ciclo positivo al ciclo negativo. |
| Fuentes | Generador de voltaje o corriente capaz de suministrar energía a una red de distribución. |
| Fusibles | Hilo o chapa metálica, fácil de fundirse que se coloca en algunas partes de las instalaciones eléctricas, para que cuando la corriente sea excesiva, la interrumpa fundiéndose. |
| Intempestiva | Que es o está fuera de tiempo y sazón. |
| Potencia | Razón en tiempo del cambio de energía. |
| Potencia Activa | Es la potencia promedio de una carga, se mide en watts. |
| Potencia Aparente | Es el producto del voltaje por la corriente, y se mide en voltamperes. |

| | |
|--------------------------|---|
| Potencia Reactiva | Componente de la potencia producida por carga inductiva o capacitiva, y se mide en voltamperes reactivos. |
| Red | Conjunto de elementos determinados para la distribución de energía eléctrica. |
| Reserva | Guardar o mantener energía en disposición en caso fuera necesario su uso. |
| Robustez | Capaz de levantar mayor carga o mantenerla estable. |
| Standed costs | Costos promedio o costos fijos. |
| Subestación | Instalación, eléctrica, dependiente de otra principal, que da servicio a una zona determinada. |
| Suministro | Proveer de energía eléctrica a una persona determinada. |
| Tensión | Voltaje con que se realiza una transmisión de energía eléctrica. |
| Transporte | Elementos por los cuales se transporta la energía eléctrica. |
| Unidad Generadora | Elementos por los cuales se genera la energía eléctrica. |

RESUMEN

El Sistema Nacional Interconectado Guatemalteco se encuentra en constante crecimiento y se hace cada vez más necesario contar con los medios adecuados para la distribución y gestión de forma rápida y eficiente de la red en explotación. Razón por la cual se propone un procedimiento adecuado para la normalización de la carga y red en explotación del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

El sistema operativo y de supervisión de red en tiempo real está integrado por tres bloques básicos, los cuales se comunican por medio de interfases:

- Sistema de Gestión de Incidencias (SGI): Permite una gestión adecuada de las incidencias ocurridas en la red de distribución eléctrica, a efectos de optimizar los recursos empleados para su resolución, reducir el tiempo de localización de los mismos, mejorar la calidad de atención al cliente y facilitar a la empresa de distribución de energía eléctrica los mecanismos de control necesarios para aumentar la eficacia de su gestión.
- Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA): Es el centro dinámico del sistema de control de energía eléctrica en tiempo real. Es un software y hardware que proporciona el procesamiento del control supervisorio, monitoreo de la adquisición de datos, almacenamiento de datos, despliegue y control de alarmas de todos los eventos ocurridos en los elementos de media tensión.

- Sistema de Gestión de Operaciones (SGO): es una herramienta gráfica de trabajo para los operadores de una red eléctrica. La visión gráfica de la red es siempre una copia exacta de la situación real en campo, por lo que, permite gestionar, controlar y supervisar en todo momento dicha red. Almacena exactamente todas las conexiones existentes entre instalaciones y permite interactuar con esta información para consultarla o actualizarla.

Por medio del estudio de la red en explotación, midiendo la potencia consumida y tomando en consideración todas las maniobras a realizar en el sistema operativo y de supervisión de red en tiempo real, podemos llegar a dicho procedimiento, logrando así una normalización rápida y eficaz de la carga y red en explotación en caso de un colapso en el SNI.

OBJETIVOS

- **General**

- Determinar el procedimiento adecuado para la normalización de la carga y explotación de red, en caso de un colapso en el sistema nacional, interconectado para las empresas DEORSA-DEOCSA.

- **Específicos**

1. Identificar la manera de mejorar la normalización de la carga y explotación de red, en caso de un colapso en el SNI desde un centro de operación de red por medio de un sistema operativo en tiempo real.
2. Identificar el impacto de un colapso en el SNI, para los sistemas de operación de red en tiempo real para las empresas de distribución de energía eléctrica DEORSA-DEOCSA.
3. Identificar las mejoras que podría tener el sistema de operación y supervisión de red en tiempo real, para mejorar la eficiencia en la toma de decisiones, en lo que a maniobras de la red en explotación en caso de un colapso en el SNI se refiere.
4. Analizar la información y procedimientos para implantar un procedimiento adecuado para la normalización de la carga y red en explotación en el SNI.

INTRODUCCIÓN

En la coordinación de operación en tiempo real de la carga y red en explotación se toman en cuenta los criterios para la operación segura y confiable del Sistema Nacional Interconectado (SNI), así como las responsabilidades de los participantes del Mercado de Mayoristas (MM) para obtenerlos.

En condiciones normales se toman en cuenta varios factores como lo es la clasificación de contingencias, la operación segura, el mantenimiento de seguridad del SNI, en fin de obtener una operación confiable. Ahora bien, tomando en cuenta condiciones de riesgo, tomamos, declaración de situación de emergencia, notificación de situación crítica o situación de emergencia en el centro operativo de emergencias. Si nos encontramos en cualquiera de las dos condiciones se tiene que dar demasiada importancia a la coordinación de los participantes (Generación, Transmisión y Distribución), ya que de estos depende la pronta normalización de la carga y red en explotación en el caso de un colapso en el SNI.

Teniendo en cuenta todos los factores antes mencionados, se procede a realizar un estudio de la red en explotación y analizando la potencia instalada, como la consumida, además de la cantidad de clientes afectados, logrando así una interpretación del comportamiento en el caso de un colapso en el SNI, para luego obtener una decisión rápida y eficaz en el procedimiento de normalizar la carga y red en explotación para las empresas DEORSA-DEOCSA.

Obtenido el estudio de la carga y red en explotación podemos continuar con las características y lineamientos para el procedimiento adecuado de la normalización de la carga en caso de un colapso en el SNI para las empresas antes mencionadas. Llegando así a la realización y documentación del procedimiento adecuado para la normalización de la carga y red en explotación, el cual será de gran utilidad en la coordinación del sistema de operación en tiempo real, en el centro de operaciones de red (COR).

Este documento es de gran importancia tomando en cuenta la cantidad de usuarios y grandes clientes que se encontrarían afectados en el caso de un colapso en el SNI, y que serían beneficiados por la pronta acción al normalizar la carga del mismo. Es importante notar también que el Sistema Nacional Interconectado pronto será parte de un Sistema Internacional Interconectado, por lo que también se toman las consideraciones pertinentes para futuros procedimientos.

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1 Antecedentes de la empresa

Unión FENOSA tiene sus orígenes de Unión eléctrica Madrileña con su base en Madrid, formada por una fusión de tres empresas en 1912. Unión eléctrica Madrileña se volvió parte de el Instituto Nacional de Industria (INI) compañía del estado bajo la dictadura de Franco, adquiriendo una planta nuclear y una gran deuda en el interés del nacionalismo económico. Renombrado Unión Eléctrica en 1970, se fusionó con la firma del Noroeste FENOSA (Fuerzas eléctricas del noroeste) en 1982, convirtiéndose en Unión Eléctrica FENOSA (Finalmente fue Nombrada Unión FENOSA en el 2001). En la siguiente década se observó un impresionante crecimiento de bienes y disminución de la deuda adquirida.

1.1.1 Reseña Histórica

Durante el período de 1990 a la fecha, Guatemala ha tenido una transformación sustancial en la política del sector eléctrico, en el cual se implementaron políticas de apertura a la participación del sector privado, iniciando con el negocio de generación de 1990 a 1996.

Luego de esta primera etapa, y con la aprobación de la Ley General de Electricidad en 1996, se implementó una reforma en la creación del mercado, la cual involucró la institución de un mercado mayorista para electricidad y la privatización de las principales empresas distribuidoras en el país.

Actualmente, el sector público mantiene en propiedad algunas empresas distribuidoras pequeñas en áreas rurales, propiedad de municipalidades locales, y de la mayoría de las plantas hidroeléctricas del país que funcionan bajo la administración del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), quien además controla la red de transmisión.

Antes de las reformas, el estado actuaba como empresario en el sector eléctrico por medio de una participación total como monopolio en todas las actividades del proceso de producción sectorial. Las causas base que crearon las condiciones para iniciar el proceso de la reforma incluyó el incremento en el subsidio de las tarifas eléctricas, y como resultado, la falta de recursos financieros para enfrentar los requerimientos de inversión del sector, lo cual llevó a faltantes en la capacidad de generación y un deterioro en la calidad de servicios de transmisión y distribución.

Como resultado de estos problemas, se permitió inicialmente la participación del sector privado en generación, con el fin de lograr inversión a corto plazo y sumas de capacidad que reducirían la posibilidad de faltantes en el suministro en Guatemala. Los resultados de esta primera fase de reformas fueron mixtos. Por un lado, la inversión privada se obtuvo a través de contratos a largo plazo que crearon *standed costs* en la implementación de un modelo mercado mayorista eléctrico en Guatemala.

Por otro lado, no solamente se atrajo la inversión privada, pero el ingreso del sector privado fijó la base para el desarrollo del proceso de reforma de segunda generación que se inició con la entrada en efecto de la Ley de Electricidad en 1996.

La Ley General de Electricidad en 1996 creó un mercado mayorista de electricidad y un nuevo marco reglamentario para el sector. Aunque la ley en sí no requiere privatización de propiedades del estado, en general se consideró como un preludio a la privatización y por consiguiente fue señalada principalmente sobre este punto. La principal consecuencia de tal resistencia fue la inhabilidad de conseguir apoyo legislativo suficiente para lograr que la nueva comisión reglamentaria (CNEE) fuera completamente independiente. A pesar de este contratiempo, desde el año 2002, el marco reglamentario del país ha quedado establecido y las entidades regulatorias; CNEE y el Administrador del Mercado Mayoritario (AMM) operan en el mercado.

El mercado mayorista de electricidad en Guatemala está formado por un mercado spot y un mercado de contratos; la energía y la potencia se comercializan como productos distintos en ambos mercados. En el mercado spot, los precios horarios de energía se determinan por el recurso de menos costo de los generadores disponibles, según se establece por la información de costos marginales entregado por los operadores de plantas térmicas, de los valores del agua entregados por los operadores de plantas hidroeléctricas, y de los horarios provenientes del lado de la demanda que permiten la desconexión de carga a ciertos precios de mercado spot. Los precios de capacidad spot se determinan de igual forma al contraponer los requerimientos de demanda y las ofertas por el lado del suministro.

El mercado de contratos ofrece una variedad de tipos de contratos normales, la posibilidad de contratar conjuntamente energía y la capacidad, veracidad de precios y otras características.

En el mercado mayorista hay más de un centenar de actores lo cual demuestra su dinamismo y crecimiento. A pesar de que está concentrado en términos absolutos, el mercado presenta menos concentración horizontal que otros mercados centroamericanos, y no parece presentar barreras al ingreso de nuevos operadores, con la posible e importante excepción de los productores de energía hidroeléctrica.

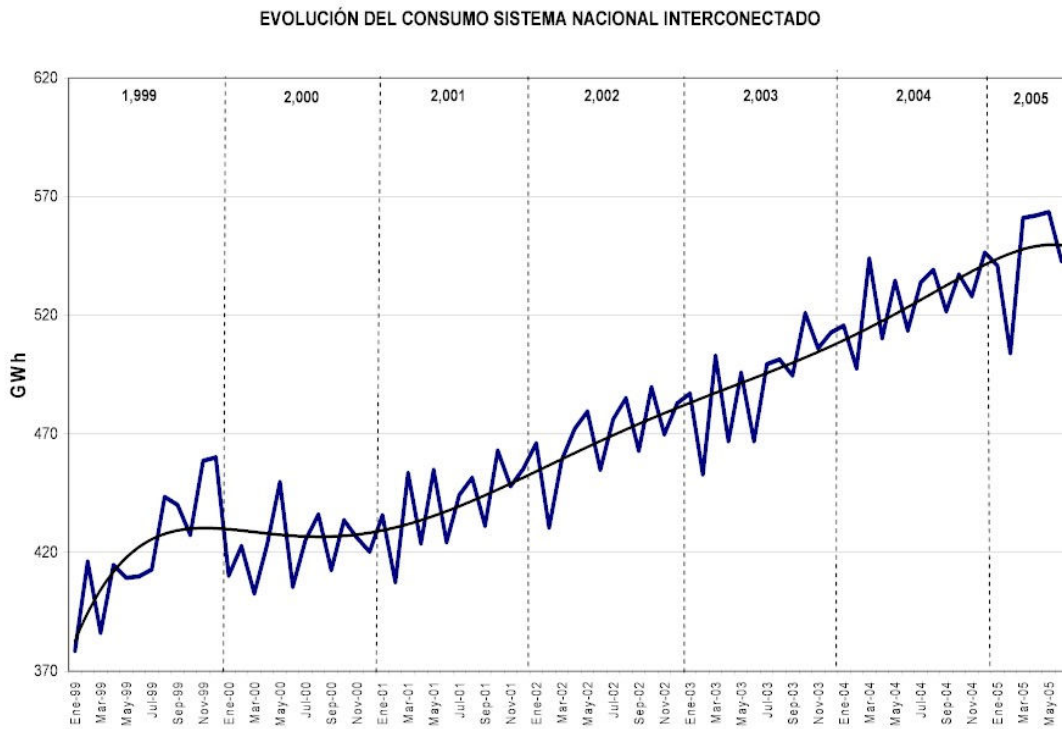
La CNEE establece tarifas para el servicio de transmisión y para los medianos y pequeños consumidores, de acuerdo a los parámetros establecidos en la Ley de Electricidad y sus reglamentos. Todas las empresas distribuidoras deben suplir a sus clientes regulados a través de contratos a largo plazo con generadores; los grandes consumidores pueden contratar directamente de generadores o comerciantes, o comprar en el mercado spot.

Las tarifas se regulan bajo un sistema de precio tope, por medio del cual los elementos de costo no competitivo como el uso de alambres y equipo de transmisión, se fijan cada cinco años de acuerdo a las normas de eficiencia y se ajustan periódicamente para controlar inflación y otros factores. Los precios de energía y potencia se pasan a través de los contratos a los consumidores finales y se ajustan cada tres meses de acuerdo a los términos de los contratos.

Hasta el momento, la participación privada en el negocio de la generación ha disminuido el riesgo de falta de suministro y suspensiones del servicio eléctrico que enfrentó el país en los años antes del inicio de las reformas.

A nivel de distribución, mientras que se ve poca indicación en cuanto a mejoras en la calidad del servicio, la cobertura del mismo ha mejorado significativamente como se aprecia en la figura 1, debido a la creación del fideicomiso de electrificación rural por el gobierno de Guatemala con los ingresos del proceso de privatización como parte de la política de “pago de deuda social”.

Figura 1. Evolución del consumo Sistema Nacional Interconectado (SNI) 1999-2005



Fuente: Administrador del Mercado de Mayoristas

1.1.2 Misión de la empresa

Ser los más eficientes, creando el máximo valor y satisfacción en nuestros clientes, potenciando la autoestima y el afán de superación de las personas. Utilizar la tecnología como herramienta básica, respetando el medio ambiente.

1.1.3 Visión de la empresa

Ser líder en el mercado de distribución de energía eléctrica en Guatemala, incrementando los resultados para los accionistas, empleados, clientes y nuestra sociedad.

1.2 Tecnologías utilizadas por la empresa

1.2.1 Sistema de Comunicación y Adquisición de Datos (SCADA)

Es el centro dinámico del sistema de control de energía eléctrica en tiempo real. Es un software y hardware que proporciona el procesamiento del control supervisorio, monitoreo de la adquisición de datos, almacenamiento de datos, despliegue y control de alarmas. Por medio de este sistema se pueden hacer maniobras, obtener lecturas de estados de elementos, lecturas de medidas, almacenar datos etc., en tiempo real.

El Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA) se puede dividir en los siguientes módulos:

- Base de datos: es una base de datos en tiempo real donde cada componente automatizado se representa como un punto lógico. Cada punto en la base de datos tiene atributos escalares, vectoriales y de tabla. A cada punto de la base de datos se le asocia un nombre simbólico para manejarlo dentro de la aplicación.

- Motor de cálculo: permite reducir la programación del sistema, realizar funciones de cambios de escala, marcas de tiempo, funciones matemáticas, lógicas, estadísticas etc. Funciona como una hoja de cálculo que ejecuta funciones definidas en la construcción de la BD. Cada vez que se escribe un valor en la base de datos, se arranca el motor de cálculo, para actualizar los puntos que dependen del dato que se acaba de escribir, proporcionando un *flag* de calidad a cada valor.
- Sistema de refresco de datos: es el que enlaza la base de datos con los dispositivos de entrada/salida que están conectados con los equipos (RTUs, PLCs) en el exterior.
- Gestor de eventos: permite programar respuestas automáticas ante eventos del sistema en tiempo real. Recibe, organiza y notifica todos los eventos que ocurren en tiempo real, en el campo.
- Patrón de tiempo: centraliza todas las funciones relacionadas con el tiempo en el sistema, sincronizando las unidades remotas los informes que se generan etc.
- Alarmas: están asociadas a determinados atributos de los puntos de la base de datos. Al producirse una alarma se genera un mensaje con características de valor del dato en el instante de ocurrir la alarma, nombre asociado a la alarma o texto prefijados. Estas alarmas guardan los mensajes en archivos históricos y suelen agruparse por clase y prioridad. Estas alarmas se guardarán por un período de un año dentro de los servidores y en cintas almacenadas externamente por un período mínimo de 3 años.

Figura 2. Libro de alarmas

The screenshot shows a window titled 'Libro Diario de Servicio' with a menu bar containing 'Display', 'View', and 'overlay'. The window content displays a list of alarms for 'UNION FFNOSA'. The data is as follows:

| Timestamp | Alarm Description | Status |
|----------------|--------------------------------|------------|
| 16.11 16:49:46 | ALMOGUER Bateria 120vcc Tierr | Desapar |
| 16.11 16:49:47 | ALMOGUER Bateria 120vcc Tierr | Aparece |
| 16.11 16:49:47 | ALMOGUER Bateria 120vcc Tierr | Desapar |
| 16.11 16:57:48 | SALAMAN AGE Alarma Comunicac. | Aparece |
| 16.11 16:57:51 | SALAMAN AGE Alarma Comunicac. | Desapar |
| 16.11 16:58:45 | BAÑEZA 45 AZUCARER 58.4 52.0 A | Aparece S1 |
| 16.11 16:58:58 | BAÑEZA 45 AZUCARER 40.6 52.0 A | Desapar S1 |
| 16.11 17:01:37 | ENTREPEB 45 BRIHUEGA Telemando | Aparece |
| 16.11 17:01:38 | ENTREPEB 45 BRIHUEGA Telemando | Desapar |
| 16.11 17:01:44 | ENTREPEB 45 BRIHUEGA Telemando | Aparece |
| 16.11 17:01:45 | ENTREPEB 45 BRIHUEGA Telemando | Desapar |
| 16.11 17:01:54 | ENTREPEB 45 BRIHUEGA Telemando | Aparece |
| 16.11 17:04:45 | TELANGUL 15 INT INT | abierto Su |

Fuente: Manual SCADA DEOCSA/DEORSA.

- Datos históricos – tendencias: periódicamente se toman valores de la base de datos permitiendo compararlos con distintas fuentes y representando las tendencias en gráficos.
- Informes: permite generar informes contenidos en la base de datos, según para lo que se haya configurado.
- Interfaz usuario: permite la representación de los puntos de red de una forma gráfica o intuitiva. También permite la definición de la base de datos y su manejo.
- Elementos de seguridad: las instalaciones físicas tienen redundancia para los aspectos críticos, existiendo mecanismos para detectar fallos en el entorno. Como por ejemplo la red dual, permitiendo el fallo sobre lo instalado en una red ya que existiría un conmutador que automáticamente pondría a funcionar la otra red.

Los objetivos de la implantación de un SCADA son:

- Facilitar la tarea de mantener la configuración óptima de la red proporcionando una respuesta rápida (milisegundos) ante los cambios e incidencias que se produzcan.
- Mejora la calidad de servicio por la reducción del número y duración de las interrupciones.
- Se reducen los costos de operación, ya que no tiene que haber una persona físicamente maniobrando los elementos y no se deja mucho tiempo al usuario sin servicio esperando a que el operador llegue al interruptor para maniobrarlo, obteniendo así una venta de energía por un mayor tiempo posible.
- Proporciona mayor seguridad para las personas y las instalaciones propias de la compañía de distribución de energía eléctrica o las instalaciones de empresas a las que la compañía de distribución de energía eléctrica les proporciona el servicio.
- Mejor conocimiento del funcionamiento de la red para maniobrar en el instante necesario, logrando con esto la disminución de multas por interrupciones de larga duración impuestas por el ente regulador.

1.3 Situación actual del Centro de Operaciones de Red (COR)

Actualmente se tienen 75 subestaciones de las cuales, 53 subestaciones están tele controladas a través de SCADA, 27 en DEORSA y 26 en DEOCSA, cuenta con 2 operadores, uno para DEOCSA y otro para DEORSA, un jefe de turno el cual tiene comunicación con el AMM y el CENADO, trabajando en horarios de turnos mixtos, estos a su vez tienen un Jefe del COR, el cual es el encargado de todo el Centro de Operaciones de Red.

Cuentan con más de 65 Brigadas en ambas empresas para atender las incidencias que se generen durante el día y para maniobrar en las subestaciones que no cuentan con tele control. Las Brigadas ejecutan maniobras solo con la autorización del operador del COR. Cada operador es responsable por cada incidencia que se genere ya sea por SCADA o en campo, en el caso de un colapso en el sistema nacional interconectado son los responsables de normalizar la carga en el menor tiempo posible.

2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES ELEMENTALES

2.1 Brigada de Operación Local (BOL)

2.1.1 Descripción

Es un grupo de personas que trabaja bajo las instrucciones del COR, que está equipado con materiales y herramientas necesarios.

2.1.2 Aplicación

Localizar y reparar averías de pequeña y mediana envergadura en cualquier instalación propiedad de la Empresa.

2.2 Centro de Operación de Red (COR)

2.2.1 Descripción

Subunidad operativa de Gestión de la Energía que asume el control permanente del sistema eléctrico a ella asignado.

2.2.2 Aplicación

Es la unidad responsable de la vigilancia, operación y control de la red eléctrica, para asegurar la calidad y continuidad en el suministro.

2.3 Descargo

2.3.1 Descripción

Conjunto de actividades a realizar cuando se precisa trabajar sobre una instalación sin tensión.

2.3.2 Aplicación

Mejoras en la red, puestas en servicio, trabajos de mantenimiento.

2.4 Estado no normal de explotación

2.4.1 Descripción

Utilización de la red con un esquema eléctrico diferente al previamente establecido.

2.4.2 Aplicación

En el caso de una falla en la red esta se aísla o se secciona en el caso de que la reparación requiera de mucho tiempo y se energiza por medio de un punto frontera.

2.5 Estado normal de explotación

2.5.1 Descripción

Utilización de la red con un esquema eléctrico coincidente con el previamente establecido.

2.5.2 Aplicación

En el caso de que no exista ninguna falla y se encuentra en su estado normal.

2.6 Incidencias

2.6.1 Descripción

Suceso ocurrido durante la explotación y que supone una alteración no deseada en la capacidad operativa de distribución, transporte o generación de energía eléctrica.

2.6.2 Aplicación

Falla intempestiva de equipos de línea, Huracán, Vegetación, Pararrayos, Barriletes, Falla intempestiva equipos de subestación, Falla en Transporte.

2.7 Maniobras

2.7.1 Descripción

Serie de operaciones que conducen a un cambio en el esquema eléctrico de una instalación o equipo eléctrico por medio de interruptores, seccionadores u otros dispositivos especialmente previstos a este efecto.

2.7.2 Aplicación

Cambio de fusibles y portafusibles, cierre de interruptores de línea y cabecera, apertura de puentes.

2.8 Normalizar el estado de la red

2.8.1 Descripción

Retornar la red a su estado normal de explotación.

2.8.2 Aplicación

Realizar las maniobras necesarias para que la red regrese a su estado normal de explotación.

2.9 Operador del COR

2.9.1 Descripción

Persona que desde el COR puede realizar maniobras por telemando a control remoto sobre los equipos ubicados en las subestaciones y en la red de distribución, así como dar instrucciones al personal de campo de maniobras para operar el equipo no telemandado.

2.9.2 Aplicación

En el caso de un colapso en el SNI, Descargos, Incidencias, Aperturas automáticas.

3. ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LAS NORMAS COORDINACIÓN COMERCIAL Y OPERATIVA DEL AMM

3.1 Coordinación del despacho de carga

3.1.1 Fundamentos

La programación del despacho de carga requiere la equiparación de los pronósticos de disponibilidad de generación (incluyendo reservas) con los de demanda. Existen los siguientes tipos de reserva: reserva rodante, reserva rápida, reserva lenta y reserva fría. La reserva rodante es la capacidad de los grupos de la red que están en línea y no están siendo utilizados, la reserva rápida está constituida por los grupos de arranque rápido, estos comprenden unidades de gas y motores de combustión interna, la reserva lenta es formada por grupos de arranque lento como las hidráulicas, y la reserva fría es la potencia asignada a unidades generadores térmicas (Carbón, Turbina de Gas, Geotérmicas) remuneradas por potencia firme o a una demanda interrumpible, para garantizar el suministro ante la indisponibilidad forzada o programada de la unidad generadora de mayor capacidad efectiva del área, remunerada por potencia firme.

El control automático de generación (AGC) tiene como objetivos mantener la frecuencia lo más cercano a su valor nominal (60 Hz), mantener el intercambio neto de potencia activa entre áreas de control en el valor programado, y realizar el reparto de cargas entre generadores de manera de optimizar los costos de operación.

El AGC es un servicio asociado a la actividad de generación de energía que contribuye a asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de electricidad en el Sistema Nacional Interconectado.

Un ejemplo del control automático podría ser la Planta Jurún Marinala, como se podrá observar mas adelante en la normalización de la carga por parte de la ETCEE.

3.1.1.1 Estudios del sistema

El AMM realizará estudios del SNI con el objeto de determinar inconvenientes o restricciones en el transporte de energía, prever los problemas que puedan afectar la calidad del servicio o la seguridad del sistema y desarrollar propuestas sobre las medidas para evitarlos o minimizarlos. Ellos comprenderán:

- (a) Estudios de flujo de cargas y de estabilidad para establecer los límites de potencias activa y reactiva en las líneas de transmisión y la eventual necesidad de desconexión automática de cargas o generación;
- (b) Estudios de cortocircuito para verificar las topologías más adecuadas de líneas y subestaciones.

Los límites de capacidad de las líneas de transmisión se establecen teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- (a) Ante una salida intempestiva, mantenimiento del sistema en condiciones estables, aunque se requiera desconectar carga o generación;

- (b) Respeto de los límites técnicos de conductores, transformadores y equipos de maniobra, medición o protección;
- (c) Mantenimiento de los niveles de tensión fijados en las Normas de Coordinación Operativa (NCO).

3.1.1.2 Seguridad y estudios del sistema

Si fuera necesario el AMM efectuará estudios de flujo de cargas, cortocircuito y estabilidad a fin de verificar que los resultados del despacho económico no ocasionen una operación insegura de la red.

Si identificara restricciones en el SNI y/o incumplimiento de los valores de tensión admisibles en condiciones normales, el AMM adecuará el programa de generación y/o el uso de equipos de compensación de potencia reactiva.

Si, agotados todos los recursos posibles, no fuera posible mantener la tensión dentro de valores admisibles en uno o más nodos, el AMM declarará al SNI en estado de emergencia operativa. En este caso adecuará el programa de generación y el uso de equipos de compensación de potencia reactiva de manera de obtener los valores de tensión aceptables en condiciones de emergencia.

Como último recurso el AMM podrá ordenar la desconexión de cargas de participantes consumidores o bien la desconexión de circuitos de transportistas.

3.1.2 Operación en tiempo real y redespacho

3.1.2.1 Operación en tiempo real

Durante la operación en tiempo real el AMM seguirá el despacho diario, usando las unidades con control automático de generación, para llevar la Regulación de Frecuencia. Cuando tales unidades se aproximen a los límites de control, el AMM ordenará a Generadores individuales el incremento o decremento de los valores programados para mejorar el seguimiento de la carga.

3.1.2.2 Redespacho

El AMM podrá modificar el despacho y efectuar un redespacho para mantener la seguridad de la operación del SNI toda vez que se produzcan diferencias significativas entre las previsiones y las condiciones reales.

El redespacho podrá incluir:

- (a) Arranque de unidades de reserva rápida para satisfacer una carga que exceda el pronóstico o como consecuencia de la salida de servicio de unidades o líneas de transmisión críticas;
- (b) Agregado de unidades capaces de control automático de generación si fuera necesario mantener la banda mínima de control;
- (c) Reducción de la potencia o parada de una o más unidades ante modificaciones en la disponibilidad de generación;
- (d) Conexión o desconexión de líneas o equipos de transmisión si fuera necesario para resolver problemas de capacidad de la red;
- (e) Parada de unidades generadoras.

El AMM verificará que el nuevo programa de generación pueda ser cumplido por todos los participantes del MM y se los informará para reemplazar al despacho diario previo.

3.1.2.3 Criterios para iniciar un redespacho

El AMM podrá realizar un redespacho cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- (a) la demanda real difiere en \pm cinco por ciento (5 %) respecto de la pronosticada;
- (b) salida de servicio de unidades que no permita cumplir con los márgenes de reserva programados;
- (c) una línea de transmisión está o tiene posibilidad de estar sobrecargada;
- (d) el aumento de caudales de agua hace necesario incrementar la generación hidráulica en más del cinco por ciento (5 %) de la demanda del SNI para evitar vertimiento.

3.1.3 Despacho de generación

3.1.3.1 Objetivo

El objetivo del despacho de generación es permitir al AMM, en la medida de lo posible, balancear instantáneamente generación con demanda con un nivel de reserva aceptable, en forma económica y tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- (a) Las intenciones expresadas en el despacho diario, incluyendo los requisitos para el mantenimiento programado de unidades de generación;
- (b) El orden de mérito establecido en las presentes Normas de Coordinación Comerciales (NCC);
- (c) El mantenimiento de la seguridad y confiabilidad del SNI;
- (d) Las normas operativas para el control de la frecuencia y tensión del sistema;

3.1.3.2 Información a utilizar

Para decidir qué unidades generadoras despachar y la autorización de salidas de servicio programadas el AMM tendrá en cuenta la siguiente información en la medida en que la considere adecuada:

- (a) El despacho diario para el día en cuestión;
- (b) Última declaración de disponibilidad o de características operativas recibida para cada unidad;
- (c) Frecuencia y tensiones en el SNI recibidas a través del sistema de control supervisorio en tiempo real;
- (d) Costos variables de las unidades térmicas o valor del agua de las centrales hidroeléctricas, en enero 2006 se tenía un costo variable en la Planta S&S de 228.950 US\$/MWH, por ejemplo.

3.1.3.3 Salidas de servicio no programadas de unidades de generación

Cuando un generador requiera sacar de servicio o reducir la potencia de una unidad por problemas técnicos que no correspondan a una situación de emergencia deberá requerir autorización al AMM.

El AMM evaluará los potenciales riesgos de daños a la unidad generadora, las consecuencias de esa operación en la seguridad del SNI, la calidad de servicio y la economía y decidirá sobre la autorización solicitada.

3.1.3.4 Órdenes de despacho

Dependiendo de razones operativas, el AMM podrá emitir órdenes de despacho antes o durante la operación diaria, teniendo en cuenta las declaraciones del generador en cuanto a tiempos de arranque y parada y velocidad de toma o reducción de carga.

Las órdenes de despacho serán emitidas directamente a la central generadora por teléfono o por el medio acordado entre el AMM y el generador, indicando el nombre de ambos operadores.

El generador deberá acusar recibo de inmediato de la orden de despacho, indicando su aceptación o no aceptación. Esta última sólo será admitida en los siguientes casos:

- (a) Cuando estuviera en juego la seguridad del personal o de la central;
- (b) Cuando la orden implicara que la unidad generadora opere con capacidad superior a la declarada.

Si el generador tuviera dificultades para concretar la orden de despacho, deberá informar de inmediato al AMM.

Las órdenes de despacho podrán incluir además operaciones tales como:

- (a) Soporte de la frecuencia del SNI mediante el suministro de capacidad de reserva;
- (b) Conexión o desconexión de control automático de generación;
- (c) Soporte de la tensión del SNI mediante la generación o consumo de potencia reactiva;
- (d) Sincronización o no sincronización a una determinada hora;
- (e) Desconexión;
- (f) Energización o cambio de toma de un transformador de generador;
- (g) Operación de cualquier aparato de maniobra o de control que afecte la interconexión de la central con el SNI;
- (h) Cambio de combustible;
- (i) Bloqueo o desbloqueo del regulador de la unidad.

Los generadores deberán cumplir los requerimientos operativos emanados por el Centro de Despacho de Carga (CDC) dentro de los siguientes rangos:

- (a) Sincronización o desconexión dentro de \pm cinco (5) minutos del horario requerido;
- (b) Obtención del nivel de potencia requerido dentro de \pm dos (2) minutos del horario requerido o del tiempo que demande la toma o reducción de carga a la velocidad declarada para esas operaciones;
- (c) Cumplimiento de un nivel de potencia requerido con una precisión de \pm dos por ciento (2 %) de la potencia nominal registrada de la unidad generadora.

3.2 Coordinación de la operación en tiempo real

3.2.1 Fundamentos

En el presente capítulo se establecen los criterios para la operación segura y confiable del SNI, así como las responsabilidades de todos los participantes del MM para obtenerlos.

3.2.2 Condiciones normales

3.2.2.1 Operación satisfactoria

Se considerará que el SNI se encuentra en estado de operación satisfactoria cuando se cumplan las condiciones definidas en las Normas Técnicas que emita la CNEE para esta condición.

3.2.2.2 Clasificación de contingencias

- (a) Una contingencia es un evento que causa la falla o desconexión de uno o más generadores, transformadores de potencia, líneas de transmisión y/o alimentadores de carga en 69 KV o más o la actuación de los esquemas de control suplementarios.
- (b) Una contingencia probable es un evento considerado por el AMM como de ocurrencia razonablemente posible, siendo económicamente posible la protección del SNI contra ella. Como ejemplo puede mencionarse la pérdida de una unidad generadora o de una línea de transmisión.

- (c) Una contingencia no probable es un evento considerado por el AMM como de baja probabilidad de ocurrencia o que no es económicamente posible la protección del SNI contra ella. Como ejemplo puede mencionarse la pérdida simultánea de dos o más unidades generadoras o líneas de transmisión.

- (d) En condiciones anormales tales como tormentas, incendios, erupciones volcánicas o eventos especiales, el AMM puede redefinir temporalmente como probables, las contingencias que en condiciones normales son no probables, previendo una protección contra ellas.

3.2.2.3 Operación segura

Se define que el sistema se encuentra en estado de operación segura cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- (a) El sistema está en un estado de operación satisfactoria;

- (b) El sistema puede ser repuesto al estado anterior sin pérdida de carga luego de una contingencia probable.

3.2.2.4 Mantenimiento de la seguridad del SNI

Para mantener la seguridad del SNI deben cumplirse las siguientes pautas:

- (a) En la medida de lo posible el sistema debe estar en estado de operación segura.

(b) Como consecuencia de una contingencia probable o de un cambio en las condiciones, el sistema puede no resultar seguro ante una nueva contingencia. En tal caso el AMM tomará toda medida razonable para ajustar las condiciones operativas de manera que el sistema vuelva a un estado seguro.

(c) Disponibilidad de desconexión de demanda interrumpible para evitar la operación a frecuencia excesivamente baja.

Mientras que una planta hidroeléctrica prácticamente no es afectada por una reducción de la frecuencia de un 10%, una planta térmica es bastante sensible aun a reducciones del orden del 5% en la frecuencia. La potencia de una planta térmica depende en gran medida de elementos auxiliares tales como bombas de alimentación de agua, equipos de pulverización del carbón, equipos de ventilación, etc. Al bajar la frecuencia en la red, la potencia de salida de los generadores térmicos empieza a bajar muy rápidamente, lo cual a su vez disminuye la energía de entrada al generador, produciendo un efecto de cascada. El mayor peligro de esta situación, es el daño que se pueda ocasionar a las turbinas de vapor al tener una operación prolongada a frecuencia reducida en una situación de sobrecarga severa.

Para prevenir el colapso completo del sistema eléctrico, se usan relés de mínima frecuencia para realizar un deslastre automático de cargas, es decir una desconexión por etapas de la carga y así balancear la generación con la carga en el área afectada.

(d) Disponibilidad de desconexión automática de carga por baja frecuencia para volver el sistema a un estado de operación satisfactoria luego de una contingencia múltiple. La manera más eficaz para evitar la desconexión total del sistema es asegurar que el balance generación-carga se mantenga en todas las condiciones previsibles.

(e) Factibilidad de formación de islas autosuficientes ante perturbaciones mayores que tornen imposible el mantenimiento de la operación interconectada.

(f) Disponibilidad de capacidad suficiente para arranque en negro que permita el restablecimiento a un estado de operación segura luego de una desconexión total del sistema.

Entre las unidades con capacidad de arranque en negro se incluyen aquéllas que pueden arrancar sin necesidad de una fuente externa y las que pueden permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares. En base a estudios técnico-económicos el AMM determinará la ubicación más conveniente de las unidades con capacidad de arranque en negro. Los Generadores que tengan unidades en esas zonas podrán ofrecerlas para brindar este servicio. Un ejemplo sería la Planta Quixal, como se observará más adelante en la formación de islas.

Los Generadores que ofrezcan instalaciones con capacidad de arranque en negro deberán presentar estudios que demuestren el cumplimiento de los siguientes requisitos, como mínimo: regímenes de carga y descarga de las unidades afectadas, capacidad de absorción de potencia reactiva por las unidades, evaluando el riesgo de autoexcitación, existencia o no de niveles de cortocircuito adecuados para el funcionamiento de las protecciones, estabilidad angular, de frecuencia y de tensiones durante el proceso de restablecimiento.

3.2.2.5 Operación confiable

Se define que el sistema se encuentra en estado de operación confiable cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- (a) El sistema está en estado de operación segura;
- (b) En opinión del AMM la capacidad de reserva fría y de largo plazo está de acuerdo con los niveles mínimos establecidos en la programación;
- (c) No existen ni se prevén condiciones anormales tales como tormentas, incendios, erupciones volcánicas que puedan tornar posibles las contingencias no probables.

3.2.2.6 Responsabilidades y obligaciones para la seguridad del SNI

El AMM, como operador del SNI, conduce la coordinación de las operaciones a fin de mantener la seguridad y la confiabilidad del SNI. Todos los participantes el MM deben cooperar a ese fin. En tal sentido son sus responsabilidades:

- (a) Controlar permanentemente el estado de operación del sistema y tomar todas las medidas necesarias para mantenerlo en estado de operación segura y confiable, coordinando las actividades de todos los participantes del MM;
- (b) Dirigir las maniobras del SNI;
- (c) Mantener informados a todos los participantes del MM sobre el estado actual y esperado de la seguridad del sistema y sobre las responsabilidades de cada uno para lograrlo.
- (d) Coordinar el mantenimiento con los agentes y participantes del Mercado Mayorista.

Son responsabilidades de los transportistas:

- (a) Realizar las maniobras ordenadas por el AMM;
- (b) Efectuar el mantenimiento y reparación de sus instalaciones en coordinación con el AMM;
- (c) Ajustar las protecciones de manera de coordinarlas con las de los restantes participantes del MM y según las directivas que imparta el AMM;
- (d) Ensayar periódicamente sus protecciones;
- (e) Controlar la condición de sus líneas y equipos de subestaciones, incluyendo las protecciones, a fin de decidir su mantenimiento y reparación y declarar su estado de operación.

- (f) Llevar un registro o bitácora de los eventos y acontecimientos relacionados con la operación de sus instalaciones,
- (g) Registrar como mínimo a las horas en punto los parámetros eléctricos de sus equipos que el AMM requiera, los que estarán a disposición del AMM. Cuando lo considere necesario, el AMM podrá requerir información adicional.
- (h) Coordinar el mantenimiento con el AMM.

Son responsabilidades de los generadores:

- (a) Mantener sus instalaciones de manera de poder cumplir con los contratos a término;
- (b) Declarar cualquier modificación en su capacidad operativa respecto de los valores registrados.
- (c) Coordinar el mantenimiento con el AMM;
- (d) Seguir las instrucciones del AMM respecto de arranques, paradas y modificaciones en la carga según los requerimientos del SNI;
- (e) Mantener el gobernador y el sistema de excitación de manera que cada unidad pueda brindar los servicios de control de frecuencia y tensión, dentro de la capacidad declarada;
- (f) Operar sus unidades generadoras de acuerdo a la curva de capacidad declarada al AMM.

(g) Para las unidades con control automático de generación, seguir las instrucciones del AMM relativas a la inclusión o no de aquél.

(h) Para las unidades con capacidad de arranque en negro, mantener esa posibilidad y efectuar todos los ensayos que periódicamente requiera el AMM;

(i) Para las unidades previstas para operación en isla, seguir las instrucciones del AMM para el restablecimiento del SNI luego de un colapso;

(j) Evitar la desconexión del SNI durante perturbaciones y emergencias, salvo que esa situación pudiera poner en riesgo las unidades generadoras;

(k) Proveer desconexión automática de cargas no esenciales de la central por baja frecuencia.

(l) Llevar un registro o bitácora de los eventos y acontecimientos relacionados con la operación de sus equipos e instalaciones,

(m) Registrar como mínimo a las horas en punto la potencia real y potencia reactiva entregada a la red por cada uno de sus generadores. En el período comprendido de las 18:00 a las 21:00 horas, estos registros se harán cada 15 minutos; también se hará un registro a las 11:30 horas.; esta información será transmitida al Centro de Despacho de Carga (CDC) a requerimiento de este,

Son responsabilidades de los Distribuidores:

- (a) Desconectar carga según las instrucciones del AMM para proteger la seguridad del SNI;
- (b) Mantener y operar equipos de compensación de potencia reactiva a fin de obtener los valores de demanda acordados en todas las subestaciones;
- (c) Coordinar con el AMM la planificación de suministro de potencia reactiva de manera de obtener la combinación óptima en los sistemas de generación, transmisión y distribución;
- (d) Instalar y mantener equipos de desconexión automática por baja frecuencia y baja tensión para minimizar la extensión de apagones como consecuencia de perturbaciones en el SNI y evitar suspensiones de servicio eléctrico generales;
- (e) Coordinar la toma de carga con el AMM luego de perturbaciones en el SNI o por salida de servicio de generación;
- (f) Coordinar la operación de los generadores conectados a su red, incluyendo la formación y operación temporal de islas autosuficientes en su red; la sincronización de dichas islas al sistema se hará en coordinación con el AMM;
- (g) Suministrar los pronósticos de demanda necesarios para la programación del despacho;

- (h) Coordinar con el AMM el mantenimiento de instalaciones que formen parte del SNI.

Son responsabilidades de los grandes usuarios participantes del MM:

- (a) Desconectar carga según las instrucciones del AMM o del Distribuidor;
- (b) Obtener las metas de potencia reactiva establecidas por el AMM o el Distribuidor;
- (c) Evitar modificaciones bruscas y/o repetitivas de la carga que puedan causar fluctuaciones de tensión fuera de los límites establecidos en las Normas Técnicas.
- (d) Instalar y mantener equipos de desconexión automática por baja frecuencia y baja tensión según requerimientos del AMM;
- (e) Suministrar los pronósticos de demanda necesarios para la programación del despacho.

3.2.3 Condiciones de riesgo

3.2.3.1 Definiciones

El AMM declarará al SNI en condiciones de riesgo de déficit de generación cuando la reserva rodante caiga o prevea razonablemente que caiga por debajo del nivel programado y no exista capacidad disponible para solucionar el problema. El AMM declarará al SNI en condición crítica cuando se produzca alguna de las siguientes condiciones:

- (a) Ausencia de márgenes de reserva una vez desconectada toda la demanda interrumpible y sin disponer de ningún otro alivio de carga;
- (b) Previsión de un riesgo de colapso de tensiones una vez adoptadas todas las medidas disponibles para corregir las bajas tensiones;
- (c) Existencia de separación de áreas y/o suspensiones de servicio eléctrico parciales o total a causa de perturbaciones;
- (d) Existencia de amenazas a la seguridad a causa de tormentas, movimientos sísmicos, erupciones volcánicas u otros eventos de fuerza mayor.

3.2.3.2 Declaración de situación de emergencia

Ante un riesgo de déficit de generación provocado por una falla de larga duración, o ante una condición crítica provocada por los eventos citados en el numeral anterior, el AMM podrá solicitar al Ministerio de Energía y Minas que se declare al Sistema Nacional Interconectado en situación de emergencia, conforme lo estipulado en el artículo 17 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

3.2.3.3 Manual de procedimiento de emergencia del SNI

El AMM mantendrá y distribuirá un manual de procedimientos de emergencia del SNI, para ser utilizado cuando exista riesgo de déficit de generación, condición crítica o se haya declarado en situación de emergencia al Sistema Nacional Interconectado. El manual incluirá una lista de todas las personas a notificar, indicando números de teléfono de oficina y particular y datos de su sustituto en caso de ausencia. Indicará además los lugares de concentración de ese personal crítico a fin de tomar parte en las tareas de restablecimiento del sistema.

3.2.3.4 Notificación de riesgo de déficit de generación

Una vez declarada la condición de riesgo de déficit de generación, el AMM la notificará a los distribuidores y podrá requerirles:

- (a) Desconexión de demanda interrumpible para mantener el margen de reserva rodante en el nivel programado;
- (b) Solicitar públicamente a sus usuarios una reducción en el consumo.

3.2.3.5 Notificación de condición crítica o situación de emergencia

Una vez declarada la condición crítica o situación de emergencia, el AMM la notificará a todos los participantes del MM y podrá requerir a los distribuidores que soliciten públicamente a sus usuarios una reducción en el consumo.

3.2.3.6 Simulacro anual de emergencias

Para familiarizar a todo el personal responsable de las actividades a cumplir durante emergencias y restablecimiento del SNI se efectuará un simulacro anual que reproducirá en lo posible las condiciones previsibles en una situación real.

Se seguirá el manual de procedimientos de emergencia y se evaluarán los resultados, identificando y corrigiendo las deficiencias de procedimiento y de respuesta.

3.2.3.7 Centro operativo de emergencias

El manual de procedimientos de emergencia preverá que el AMM podrá constituir, cuando lo considere necesario, un Centro Operativo de Emergencias, que estará formado por representantes de Participantes del MM preestablecidos.

El Centro Operativo de Emergencias funcionará en una sala del AMM, independiente del CDC, dotada de facilidades para comunicaciones y para conexión de computadoras. El Centro Operativo de Emergencias tendrá como función principal el mantenimiento de la comunicación con las autoridades y con el público, a fin de evitar una sobrecarga adicional al personal del CDC.

3.2.4 Coordinación de participantes

3.2.4.1 Notificación de operaciones

El AMM es responsable de establecer niveles seguros de operación del SNI y de comunicar esa información, así como toda operación que pudiera afectar la seguridad y la confiabilidad, a todos los participantes del MM conectados al sistema. Los participantes del MM conectados al SNI deberán notificar al AMM todo evento que pudiera afectar la operación normal de cualquier sector.

Toda vez que el AMM sea notificado de una operación que afecte o pueda afectar a otros participantes del MM deberá notificar a éstos a la brevedad. Las notificaciones deberán enviarse con la mayor anticipación posible, incluir una explicación suficientemente detallada de la operación para posibilitar su evaluación y consecuencias por los receptores e indicar el nombre de la persona responsable.

Cualquier receptor de tal notificación podrá requerir aclaraciones al participante del MM que la haya emitido y éste deberá responderle y enviar copia de las preguntas y respuestas a todos los otros participantes del MM que hubieran sido notificados por el AMM.

Las operaciones a notificar serán como mínimo las siguientes:

- (a) Retiro de servicio de una unidad generadora y/o equipo de transmisión para mantenimiento o pruebas;
- (b) Ejecución de ensayos en unidades generadoras, aún cuando no sea necesario sacarla de servicio;

- (c) Maniobra en condiciones normales, no autorizada por el AMM, de interruptores, seccionadores o seccionadores de puesta a tierra, indicando la causa de la urgencia;
- (d) Cualquier otra operación que no resulte normal, salvo que haya sido autorizada por el AMM;
- (e) Duración y posibles consecuencias de todo problema operativo que no pueda ser corregido rápidamente.

3.2.4.2 Informes sobre eventos

Todos los Agentes y participantes del MM son responsables de comunicar por escrito al AMM las ocurrencias de eventos no programados en sus equipos e instalaciones, que hayan tenido o pudieran tener impacto en la seguridad del SNI, en la operación normal de cualquier sector del SNI, o afectado a otros Agentes o participantes del MM.

El AMM es responsable de comunicar las consecuencias de los eventos del SNI a todos los Participantes afectados. Asimismo brindará toda la información disponible sobre eventos que hayan o pudieran haber tenido impacto sobre la seguridad del SNI a todos los participantes que la requieran.

El AMM investigará tales eventos y sus causas cuando resulte necesario. Los estudios se efectuarán con la profundidad suficiente como para mejorar el conocimiento de la operación del SNI y evitar la repetición de eventos similares.

Si se trata de eventos menores tanto el informe como las respuestas a cualquier pregunta resultante de aquél podrán emitirse en forma verbal con posterior confirmación por escrito. Por el contrario, los eventos importantes sólo podrán informarse por escrito.

Se consideran eventos menores los siguientes:

- (a) Falla u operación defectuosa de equipos de control, comunicaciones o medición y modificaciones en la capacidad de centrales e instalaciones de transmisión;
- (b) Operación de equipos por encima de su capacidad;
- (c) Actuación de una alarma por condición anormal de operación;
- (d) Condiciones meteorológicas adversas que afecten o puedan afectar la operación.

Se consideran eventos importantes aquéllos que, a juicio del AMM, hayan tenido una consecuencia notoria en el SNI y los que, a juicio de un participante, hayan tenido un impacto significativo en sus instalaciones. Entre las consecuencias a tomar en cuenta para esta calificación se encuentran las siguientes:

- (a) Inestabilidad del SNI;
- (b) Desvíos de frecuencia fuera de los límites preestablecidos;

- (c) Niveles de tensión fuera de los límites preestablecidos;
- (d) Pérdida de la carga de un consumidor debido a operaciones en el SNI.

Los informes sobre eventos importantes deberán emitirse por escrito en forma preliminar dentro de las cuatro horas de ocurrencia y en forma final, dentro de las veinticuatro horas de producidos.

El contenido mínimo de los informes deberá ser el siguiente:

- (a) Fecha y hora de ocurrencia;
- (b) Descripción detallada del evento;
- (c) Duración del evento;
- (d) Equipos involucrados y eventuales daños;
- (e) Magnitud de potencia y energía interrumpida;
- (f) Fecha y hora estimadas para la reposición del servicio.

3.2.4.3 Revisión de procedimientos

En base a los informes sobre eventos el AMM podrá revisar los procedimientos operativos del SNI a fin de mantener un nivel aceptable de seguridad. Todos los participantes del MM deben colaborar con el AMM en tal sentido, poniendo a su disposición sus registros e información.

3.2.4.4 Coordinación de la operación de generadores conectados a la red de un agente distribuidor

El despacho de los generadores conectados a la red de un distribuidor será efectuado por el AMM. La coordinación de maniobras de equipos que funcionalmente formen parte de las redes de distribución, en condiciones normales o de emergencia, será efectuada por el respectivo agente distribuidor, en coordinación con el AMM.

A efecto de disponer de secuencias de operación predeterminadas, el AMM aprobará y emitirá órdenes de Servicio que detallarán las maniobras y procedimientos a seguir en situaciones particulares.

3.2.5 Coordinación con otros países en interconexiones internacionales

El AMM coordinará la operación de las interconexiones internacionales con el organismo equivalente de los países vinculados según normas a convenir en cada caso. Tales normas deberán contemplar, como mínimo, los siguientes aspectos:

- (a) Coordinación operativa de intercambios de oportunidad,
- (b) Coordinación operativa de programa de carga de la interconexión,
- (c) Coordinación técnica de la interconexión en condiciones operativas normales,

- (d) Coordinación técnica para la operación en condiciones de emergencia: salida y reposición de la interconexión, modificación, interrupción y reposición de intercambios físicos y comerciales, etc.;
- (e) Coordinación de reservas operativas.

Las interconexiones internacionales deberán cumplir con los siguientes requisitos en las condiciones indicadas en estas Normas de Coordinación Operativa (NCO) para los Transportistas del MM:

- (a) Sistema de medición comercial (SMEC)
- (b) Sistema de control supervisorio en tiempo real,
- (c) Sistemas de comunicaciones.

3.2.6 Sistema de control supervisorio en tiempo real

Todos los participantes del MM con instalaciones operativas serán responsables de instalar, operar y mantener en ellas los equipos necesarios para el control supervisorio en tiempo real que se detallan más adelante, incluyendo los sistemas de comunicaciones entre sus instalaciones y las del AMM. Para ello deberán cumplir los requerimientos técnicos que -tomando en consideración las observaciones del transportista involucrado- indique el AMM, en lo referente a los sistemas de telecomunicación, y características de los equipos necesarios para el control supervisorio en tiempo real.

La clase de precisión de los elementos dedicados a mediciones deberá ser igual o mejor que la que el AMM especifique. A estos efectos, dentro de los primeros tres meses después de publicada la presente norma, el AMM hará una evaluación para determinar el valor mínimo a requerir, en cada uno de los elementos que se indican a continuación:

- (a) Transformadores de medida
- (b) Transductores de tensión y de potencia activa
- (c) Transductores de corriente y de potencia reactiva
- (d) Transductores de frecuencia

El conjunto de equipos de medición, procesamiento y sistema de comunicaciones, incluyendo sus sistemas de alimentación, deberá asegurar una disponibilidad de los datos en el CDC, medida en tiempo, no inferior a 99,5%.

Las señales de estado deberán modificarse en el ciclo siguiente a aquél en el cual se produzca el cambio de posición y se informará la existencia de un cambio de estado para permitir la actualización en forma inmediata a solicitud del AMM.

Las señales de cambio de estado y de alarma deberán transmitirse junto con el horario de ocurrencia del evento, con un error no superior a ± 5 milisegundos respecto de la hora de referencia oficial. Para efectos de la operación del SNI, se considerará como hora de referencia oficial a la obtenida por medio del sistema de posicionamiento global (GPS) del CDC. El ciclo de actualización de las mediciones en el CDC debe ser cada 2 segundos con modalidad de reporte por excepción.

Para el envío de los datos que los participantes del MM deben entregar al CDC, se admitirán las siguientes modalidades:

- 1) Las señales de medición, estados y alarmas, podrán ser conectadas a una unidad terminal remota (UTR) que será interrogada desde el CDC bajo protocolo DNP 3.0;
- 2) La información existente en el centro de control del participante del MM, podrá ser enviada al CDC bajo el protocolo ICCP.

3.2.7 Sistema de comunicaciones

3.2.7.1 Introducción

La operación en tiempo real del SNI requiere de un soporte de comunicaciones constituido por medios independientes para cada uno de los siguientes servicios:

- (a) Transmisión de datos del sistema de control supervisorio en tiempo real,

(b) Comunicaciones de voz operativas,

(c) Transmisión de datos para el SMEC.

Los participantes del MM responsables por tales servicios, según se indica más adelante, podrán satisfacerlos en forma individual o grupal, utilizando recursos propios o contratados con terceros.

3.2.7.2 Transmisión de datos del sistema de control supervisorio en tiempo real

Todos los participantes del MM responsables del envío de datos para el sistema de control supervisorio en tiempo real tendrán la responsabilidad de instalar, operar y mantener el medio de comunicación correspondiente, para asegurar la comunicación sus instalaciones y el CDC del AMM. La adecuación del medio de respaldo será aprobada por el AMM.

El transportista deberá contar con los medios de comunicación redundantes entre su centro de control (CENADO) y el CDC. Los Distribuidores deberán vincular su centro de control con el CDC y el CENADO. Los generadores deberán enviar sus datos para el sistema de control supervisorio en tiempo real al CDC y al transportista o distribuidor al cual estén conectados.

3.2.7.3 Comunicaciones de voz operativas

Todos los participantes con instalaciones operativas serán responsables de la instalación, operación y mantenimiento de los vínculos telefónicos y/o inalámbricos necesarios para asegurar la comunicación permanente con el CDC, exclusivamente a los fines de la transmisión de órdenes para la operación en tiempo real.

La comunicación mencionada podrá efectuarse en forma individual o agrupada en centros de control zonales.

Los grandes usuarios conectados a redes de distribuidores podrán materializar este vínculo mediante una línea telefónica del servicio público. En casos que el AMM califique de especial importancia, podrá requerir la instalación de un medio de comunicación de respaldo para asegurar la continuidad de la comunicación con el CDC.

3.2.7.4 Transmisión de datos para el SMEC

Todos los participantes del MM responsables de instalaciones del SMEC serán también responsables por el vínculo telefónico continuo entre ellas y el AMM.

3.2.7.5 Requisitos técnicos

Los vínculos a instalar por los participantes y que terminen en el AMM deberán contar con los elementos necesarios para su supervisión automática a fin de detectar eventuales anomalías en su operación. Las fuentes de alimentación deberán tener una autonomía no inferior a una (1) hora de operación normal ante una interrupción del suministro externo.

4. DOCUMENTACIÓN DE CARACTERÍSTICAS, LINEAMIENTOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA NORMALIZACIÓN DE LA CARGA Y RED EN EXPLOTACIÓN

4.1 Características técnicas

El proceso de restablecimiento se basa en la formación de islas eléctricas que estarán compuestas por generadores y cargas que con el objetivo de obtener un mayor grado de robustez y estabilidad deben estar ubicadas entre ellas lo más cerca posible eléctricamente hablando. En cada isla eléctrica debe existir por lo menos una unidad generadora capaz de arrancar en negro (sin alimentación externa del sistema de potencia) ya que a partir de ella se dará inicio a la formación de la isla. Un aspecto muy importante en el proceso de formación de islas es mantener en cada una de ellas el balance entre el suministro y consumo de potencia activa y reactiva, para que los valores de frecuencia y voltaje en las mismas sean los adecuados.

Luego de tener formadas y en operación estable dos o más islas eléctricas se procederá a su integración utilizando los nodos más confiables para efectuar la sincronización de las mismas teniendo cuidado de no sobrecargar los elementos asociados a los puntos de enlace. Después de haber sincronizado las islas eléctricas se debe continuar restableciendo el sistema en forma escalonada hasta lograr energizarlo en su totalidad. Al concluir el proceso de restablecimiento, nuevamente se deberá retomar los lineamientos del despacho económico de carga, redespachando las unidades generadoras de acuerdo a la programación correspondiente.

4.2 Lineamiento técnico para realizar la normalización de la carga y red en explotación por parte de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE)

Al momento de suceder un disparo general los canales de comunicación utilizados en la operación tienden a saturarse ya que el personal de las diferentes subestaciones y plantas quieren informar al CENADO y al COR sobre su situación. Por eso es importante que el CENADO y el COR tomen inmediatamente el control de estos canales de comunicación informando a todos sobre lo acontecido y solicitándoles conservar la calma, seguidamente el CENADO debe iniciar la recopilación de la información que dará las condiciones iniciales para el proceso de restablecimiento, incluyendo los interruptores que dispararon y los elementos de protección que actuaron, así como el estado de las plantas generadoras; además es importante verificar si quedo en operación alguna isla eléctrica y si ese fuera el caso tomar las acciones necesarias para su preservación.

Se debe solicitar a las subestaciones y plantas que se considere necesario la ejecución de la secuencia de maniobras iniciales preestablecidas para un disparo general las cuales deben ser conocidas con anterioridad por el personal de operación de las plantas y subestaciones.

4.2.1 Procedimiento para la normalización de la carga y red en explotación en caso de un colapso en el SNI por parte de ETCEE

Se tiene como objetivo la formación de varias islas eléctricas, por medio de las plantas que son capaces de arrancar sus unidades en negro (con cero voltaje en el sistema). Posteriormente estas islas eléctricas deben

sincronizarse, recomendándose que esta sincronización se coordine a través del CENADO.

Es importante durante la formación de las islas ser cuidadoso con el balance de Generación – Demanda, tanto de potencia activa como reactiva para mantener valores adecuados de frecuencia y voltaje en cada subsistema.

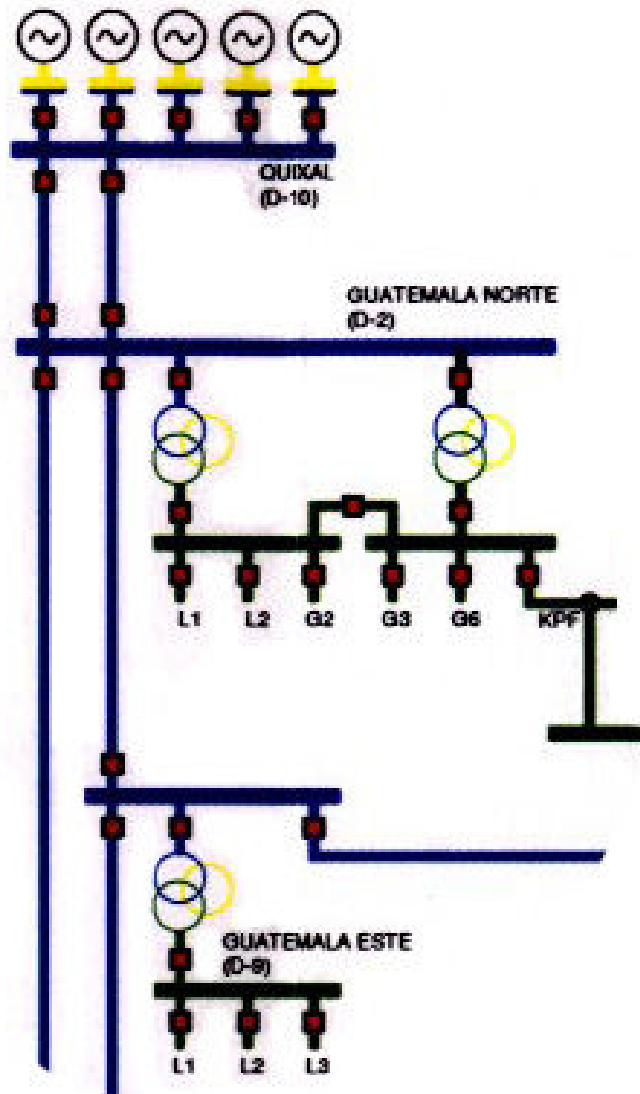
Se recomienda la formación de las siguientes islas eléctricas, pero debe tomarse en cuenta que es sólo una de las posibles estrategias para integrar el sistema, todo depende de las circunstancias bajo las cuales ha ocurrido el disparo general.

4.2.1.1 Formación de las islas eléctricas por parte de la ETCEE

4.2.1.1.1 Isla Norte

Formada por Quixal, Guatemala Norte, Guatemala Este como se aprecia en la figura 3

Figura 3. Isla Norte



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE

Quixal: Energizar el circuito I a Guatemala Norte.

Guatemala Norte: Cerrar el interruptor del circuito 1 a Quixal, energizar los bancos de transformación si se abrieron sus interruptores, regular el voltaje de las barras 69 KV y cerrar los interruptores de las líneas Guatemala 2 y 3.

Centro: Conectar carga de las líneas Guatemala 2 y 3.

Quixal: Arrancar el resto de las unidades.

Guatemala Norte: Cerrar los interruptores del resto de Líneas de 69 KV.

Centro: Conectar carga del resto de sus líneas según capacidad en Quixal. Energizar la línea 230 KV a Guatemala Este, verificando que ya se hayan concluido las maniobras preparatorias.

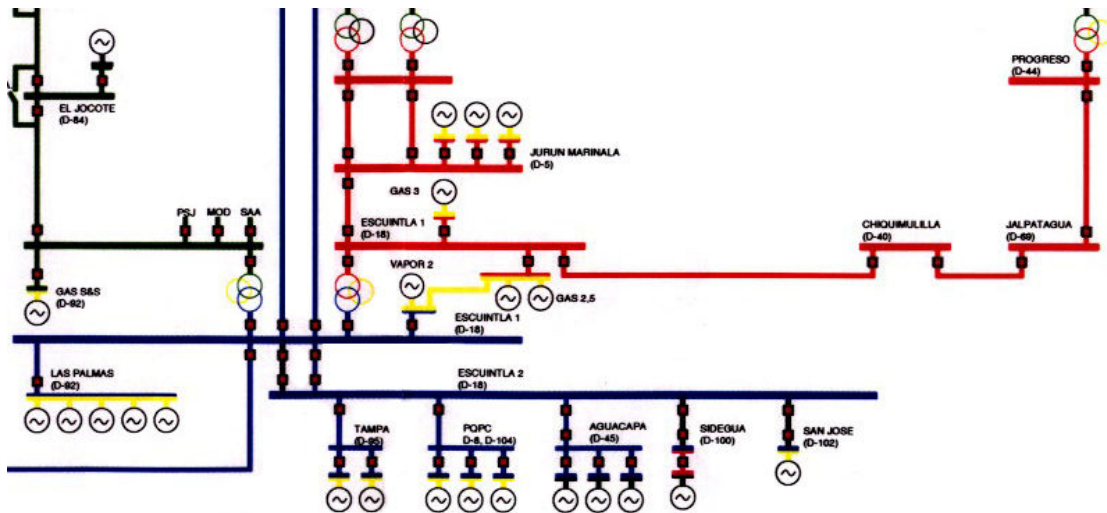
Guatemala Este: Si se tiene tensión de El Salvador sincronizar con el interruptor hacia Ahuachapán, energizar el banco de transformación si se abrieron sus interruptores, regular el voltaje de la barra 69 KV, energizar las líneas Guadalupe I y II y pedir a EEGSA que restablezca su carga según la capacidad existente.

Guatemala Norte: Energizar la línea 230 KV hacia Guatemala Sur.

4.2.1.1.2 Isla Sur

Formada por Escuintla, Jurúm Marínala, PQPC (Puerto Quetzal Power Corp.), Sidegua, Palmas y Aguacapa, como se aprecia en la figura 4.

Figura 4. Isla Sur



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE

Escuintla: Ya sea que arranque primero una unidad de Las Palmas o una unidad de Planta Térmica, la misma tendrá que energizar las tres barras de la subestación y los dos transformadores, el resto de unidades sincronizará con esta referencia.

Escuintla: Al estar energizada la barra 69 KV, cerrar los interruptores Puerto y Modelo, indicando claramente a El Centro cuánta carga se puede alimentar.

Marínala: Al tener energizada la barra 138 KV, sincronizar la unidad que está rotando tomando el control de la frecuencia y continuar con el proceso de arranque del resto de unidades.

Tampa: Iniciar el arranque de sus unidades al contar con tensión en su barra 230 KV.

Escuintla: Cerrar el resto de interruptores de 69 KV, teniendo el cuidado de sincronizar si existen islas eléctricas sostenidas por cogeneración.

Cogeneradores: Solicitar a los cogeneradores que cuenten con tensión su sincronización.

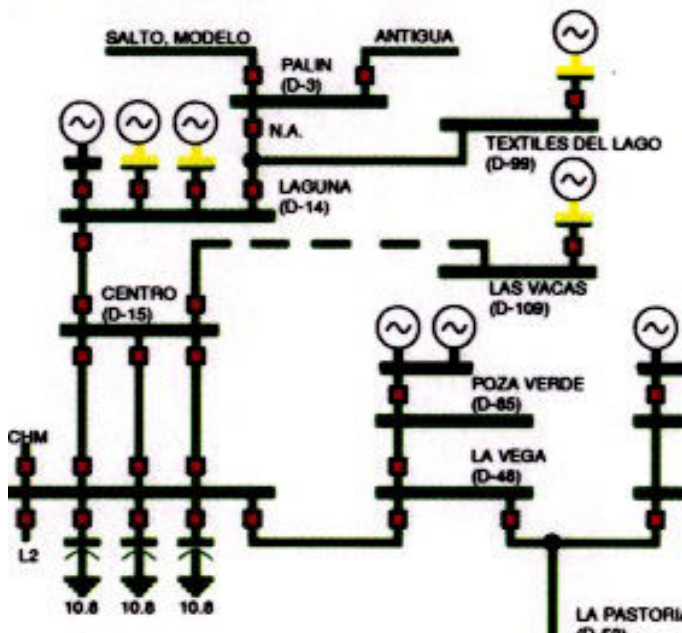
Alborada: Energizar via SCADA las líneas 230 KV a PQPC (Puerto Quetzal Power Corp) y Aguacapa e iniciar la sincronización de sus unidades.

Escuintla: Energizar la línea a Chiquimulilla, y restablecer la carga de Chiquimulilla y Progreso según la capacidad existente.

4.2.1.1.3 Isla Centro

Formada por: Laguna – Centro, mostrado en la figura 5.

Figura 4. Isla Sur



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE

Actualmente, en Laguna no existe generación, sin embargo la maquinaria todavía se encuentra, por lo que describimos el procedimiento en el caso de que se volviera a poner en funcionamiento.

Laguna: Dar arranque a la unidad de Gas 2, y energizar la línea I al Centro.

Centro: Cerrar el interruptor de la línea Laguna I y cargar la línea Guatemala 4 según capacidad de Laguna.

Laguna: Dar arranque a la unidad de Gas 4, y energizar la línea II al Centro.

Centro: Cerrar interruptor de la línea Laguna II y restablecer carga según capacidad en Laguna.

4.2.1.2 Integración de las islas eléctricas

En el supuesto de que todas las islas eléctricas se hubiesen podido formar, se procederá a su integración:

Guatemala Sur: Si ya se cuenta con tensión en la línea 230 KV de Guatemala Este o Guatemala Norte, energizar la barra 230 KV y el banco de transformación 230/69 KV.

Si ya se cuenta con tensión en el circuito I 138 KV de Marínala y por ende en la barra de 138 KV, energizar uno de los bancos de autotransformadores 138/69 KV.

Con cualquiera de los procedimientos anteriores proceder a energizar la barra 69 KV y sincronizar las islas Norte y Sur con esta barra, luego sincronizarlas con la isla Centro – Laguna por medio del interruptor de la línea EEGSA III.

Energizar el otro banco de autotransformación y el resto de salidas 69 KV y restablecer carga según capacidad existente.

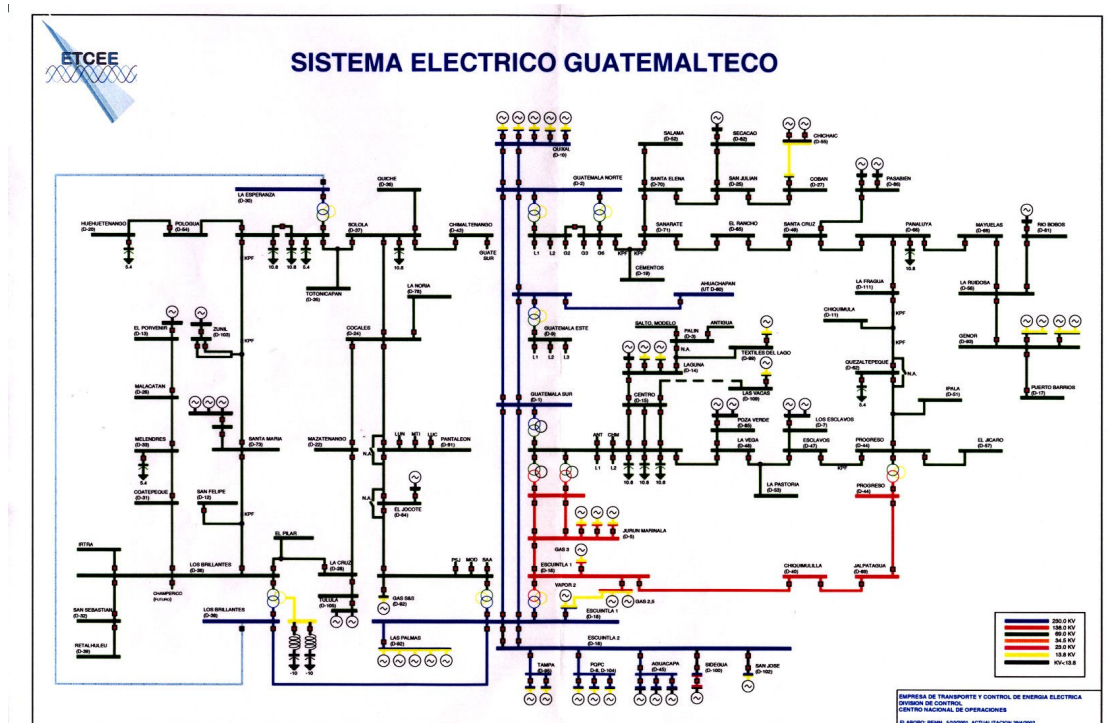
Posteriormente: Energizar el circuito Guatemala Sur – Escuintla.

Energizar el circuito II Guatemala Norte – Quixal.

Energizar la línea Escuintla – Brillantes, el banco de transformación 230/69 de Brillantes y todas sus líneas de 69 KV.

Continuar con la energización escalonada de los sistemas Oriental y Occidental según la capacidad existente, en la figura 6 se puede observar todo el sistema nacional interconectado.

Figura 6. Sistema Nacional Interconectado de Guatemala



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE

4.3 Lineamientos técnicos para desarrollar la normalización de la carga y red en explotación en caso de un colapso en el SNI por parte de DEORSA-DEOCSA

Las subunidades de Desarrollo y Mantenimiento de Gestión de Red deberán asegurar la disponibilidad de recursos para la realización de las maniobras y para la atención de incidencias que impidan normalizar el estado de la red.

Asimismo, deben garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de su responsabilidad instalados en la red.

Queda terminantemente prohibido realizar operaciones en la red sin la autorización del COR.

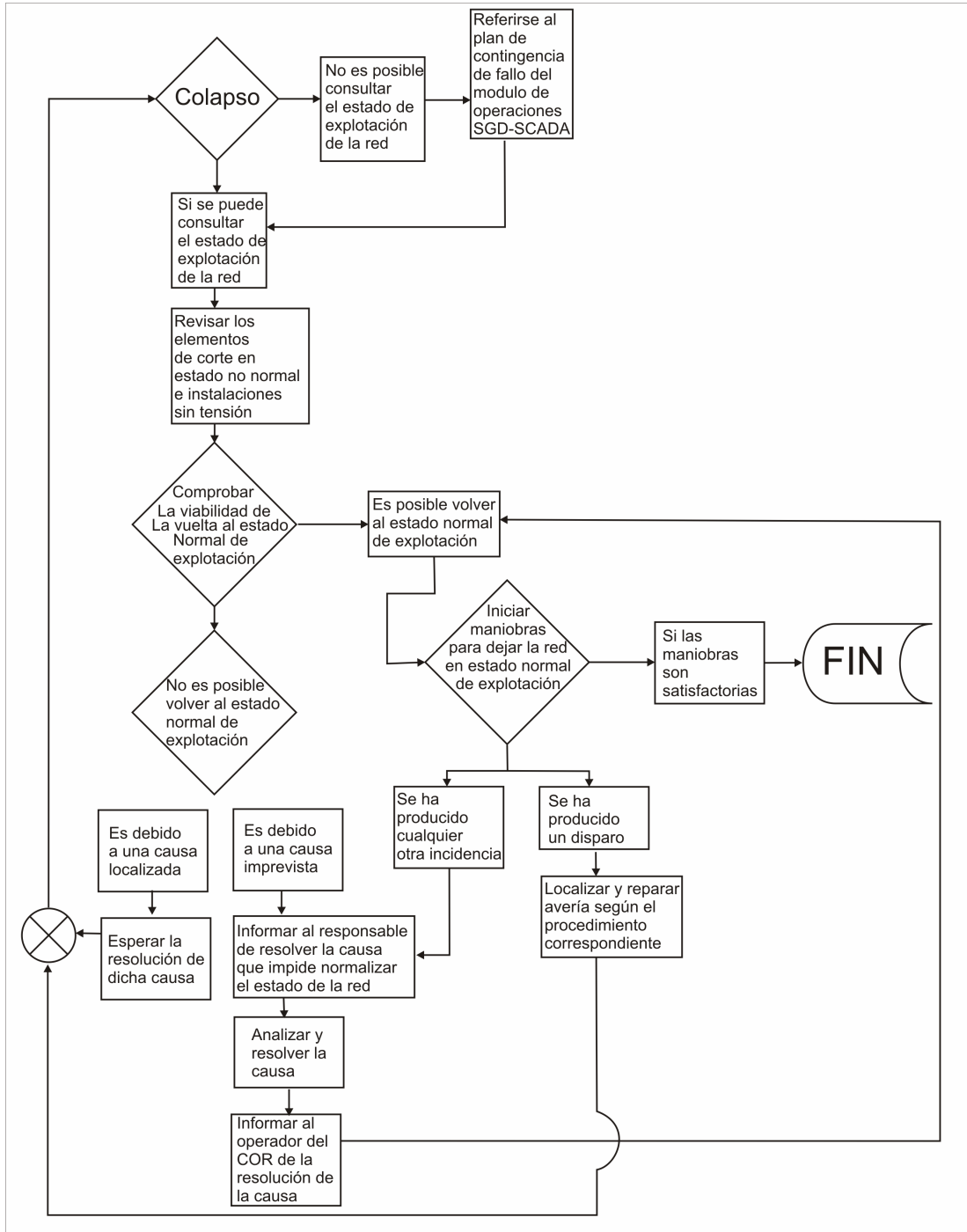
La Unidad de Telecomunicaciones y Sistemas debe asegurar la efectividad de las comunicaciones del COR con personal en campo y con todos los dispositivos telecontrolados de la red.

En la Tabla 1 se encuentran las actividades a realizar en el caso de un colapso en el SNI, derivado de esta tabla logramos obtener un Diagrama de Flujo que se muestra en la Figura 7

Tabla I. Actividades

| Paso No. | Ejecutante | Descripción de Actividades | Ir a | Referencias |
|-----------------|------------------------------|--|----------------|---------------------------------------|
| 1 | Operador del COR | Si se puede consultar el estado de explotación de la red..... No es posible consultar el estado de explotación de la red..... | 2 13 | Módulo de Operaciones del SGD - SCADA |
| 2 | Operador del COR | Revisar los elementos de corte en estado no normal e instalaciones sin tensión | 3 | Módulo de Operaciones del SGD - SCADA |
| 3 | Operador del COR | Comprobar la viabilidad de la vuelta al estado normal de explotación | 4 | Módulo de Operaciones del SGD - SCADA |
| 4 | Operador del COR | No es posible volver al estado normal de explotación..... Es posible volver al estado normal de explotación..... | 5 10 | |
| 5 | Operador del COR | Es debido a una causa localizada..... Es debido a una causa imprevista..... | 6 7 | |
| 6 | Operador del COR | Esperar a la resolución de dicha causa | 1 | |
| 7 | Operador del COR | Informar al responsable de resolver la causa que impide normalizar el estado de la red | 8 | |
| 8 | Mantenimiento/ Desarrollo | Analizar y resolver la causa | 9 | |
| 9 | Mantenimiento/ Desarrollo | Informar al Operador del COR de la resolución de la causa | 10 | |
| 10 | Operador del COR | Iniciar maniobras para dejar la red en estado normal de explotación. | 11 | Módulo de Operaciones del SGD - SCADA |
| 11 | Operador del COR | Si las maniobras son satisfactorias.... Se ha producido un disparo..... Se ha producido cualquier otra incidencia..... | FIN 12 7 | Módulo de Operaciones del SGD - SCADA |
| 12 | Operador del COR | Localizar y reparar avería según el Procedimiento correspondiente | 1 | |
| 13 | Operador del COR | Referirse al Plan de Contingencia de fallo del módulo de operaciones SGD - SCADA | 1 | Sistemas GE |

Figura 7 Diagrama de Flujo de Actividades



Se energizará la carga en forma escalonada según requerimiento del CENADO y AMM, el cual pedirá por potencia y ubicación (DEORSA o DEOCSA), para lo cual por medio de un análisis que se realizó a la base de datos de la potencia distribuida en cada subestación tomando en cuenta hora normal y hora pico, además de la frecuencia y el nivel de voltaje.

Se tomaron los criterios también de darle prioridad a la carga, tomando en cuenta el número de usuarios afectados, siendo los de mayor número los principales a energizar y a la vez la mayor carga posible. A continuación, la tabla 2 muestra la lista de las subestaciones a energizar tomando en cuenta la comunicación, es decir que sean tele controladas.

Tabla II. Lista de Subestaciones tele controladas

| DEOCSA | DEORSA |
|--------------------|------------------|
| PLAYA GRANDE | POPTUN 34,5 |
| SAN JUAN IXCOY | CHISEC |
| IXTAHUACAN | EL ESTOR |
| TACANA | PTO. BARRIOS |
| HUEHUETENANGO 34,5 | TACTIC |
| ZACUALPA | RIO DULCE |
| TEJUTLA | COBAN 13 |
| ESPERANZA 13,8 | LA RUIDOSA |
| SOLOLA | SAN JULIAN |
| CSANTIAGO | QUEZALTEPEQUE 13 |
| CHIMALTENANGO | QUEZALTEPEQUE 34 |
| COATEPEQUE | PANALUYA 13 |
| SAN SEBASTIAN | PANALUYA 34 |
| MAZATENANGO | MAYUELAS 34 |
| COCALES 13,8 | EL RANCHO |
| LA MAQUINA | SANARATE |
| LA NORIA | SHOROPIN |
| CHAMPERICO | JALAPA |
| | SAN RAFAEL |
| | EL PROGRESO |
| | PASTORIA |
| | LOS ESCLAVOS |
| | MOYUTA |
| | JICARO |
| | CHIQUIMULILLA |

4.3.1 Interpretación y manejo de resultados

Para la priorización de las subestaciones a normalizar, se tomo una muestra de la energía consumida en 5 días a cada hora y el promedio de esta es el valor significativo para la priorización de la subestación, estos datos fueron obtenidos por medio de un medidor ION8400 de tele medida por medio de modem, tomando en cuenta que esté tele controlada por medio de SCADA y la cantidad de clientes que esta siendo afectada por subestación (1.300.000 usuarios en total aproximadamente para DEORSA y DEOCSA).

Esta claro que también va a depender del CENADO de la potencia que requiera en un momento determinado, por lo que se puede referir a las tablas que se encuentran en los apéndices y observar la cantidad de potencia en determinada hora, tomando una decisión en tiempo real, siendo este, diferente a la que tenemos en el presente procedimiento. El resultado obtenido se encuentra en la tabla 3 para ambas empresas, este procedimiento ayudó también para determinar el esquema de desconexión para baja frecuencia, siendo de gran utilidad. Es importante notar que a la hora de analizar las subestaciones una por una, todas tenían un comportamiento homogéneo, es decir que consumen lo mismo en promedio a las horas determinadas, así que sin importar la hora a que suceda el colapso el orden siempre es el mismo.

Tabla III. Listado de Subestaciones a energizar en orden de prioridad

| DEOCSA | Subestación | DEORSA | Subestación |
|---------------|--------------------|---------------|--------------------|
| Primera Etapa | Chimaltenango | Primera Etapa | Panaluya34,5 |
| Primera Etapa | Mazatenango | Primera Etapa | El Progreso |
| Primera Etapa | Huehuetenango34,5 | Primera Etapa | Coban |
| Primera Etapa | San Sebastian | Primera Etapa | La Ruidosa |
| Primera Etapa | Esperanza13,8 | Primera Etapa | El Rancho |
| Segunda Etapa | Solola | Primera Etapa | Jalapa |
| Segunda Etapa | Coatepeque | Segunda Etapa | Chiquimulilla |
| Segunda Etapa | La Noria | Segunda Etapa | Pastoria |
| Segunda Etapa | Ixtahuacan | Segunda Etapa | Quezaltepeque34,5 |
| Segunda Etapa | Champerico | Segunda Etapa | Los Esclavos |
| Tercera Etapa | Tejutla | Segunda Etapa | Panaluya13,8 |
| Tercera Etapa | Cocales | Segunda Etapa | San Julian |
| Tercera Etapa | Tacana | Tercera Etapa | San Rafael |
| Tercera Etapa | La Maquina | Tercera Etapa | Moyuta |
| Tercera Etapa | Playa Grande | Tercera Etapa | Poptun |
| | | Tercera Etapa | Pto. Barrios |
| | | Tercera Etapa | Jicaro |
| | | Tercera Etapa | Rio Dulce34,5 |
| | | Cuarta Etapa | Mayuelas34,5 |
| | | Cuarta Etapa | Chisec |
| | | Cuarta Etapa | Sanarate |
| | | Cuarta Etapa | Quezaltepeque13,8 |
| | | Cuarta Etapa | El Estor |

4.4 Procedimiento para realizar la normalización de la carga y red en explotación

Al momento de suceder un disparo general los canales de comunicación utilizados en la operación tienden a saturarse ya que el personal de las diferentes subestaciones y plantas quieren informar al CENADO y al COR sobre su situación. Por eso es importante que el CENADO y el COR tomen inmediatamente el control de estos canales de comunicación informando a todos sobre lo acontecido y solicitándoles conservar la calma.

Seguidamente el CENADO debe iniciar la recopilación de la información que dará las condiciones iniciales para el proceso de restablecimiento, incluyendo los interruptores que dispararon y los elementos de protección que actuaron, así como el estado de las plantas generadoras; además es importante verificar si quedo en operación alguna isla eléctrica y si ese fuera el caso tomar las acciones necesarias para su preservación.

Se debe solicitar a las subestaciones y plantas que se considere necesario la ejecución de la secuencia de maniobras iniciales preestablecidas para un disparo general las cuales deben ser conocidas con anterioridad por el personal de operación de las plantas y subestaciones.

En el momento de que el CENADO tenga energizadas todas sus islas se procede a energizar según prioridad de la subestación de la siguiente manera:

Tabla IV. Prioridad de ingreso de las Subestaciones

| DEOCSA | Subestación | DEORSA | Subestación |
|---------------|--------------------|---------------|--------------------|
| Primera Etapa | Chimaltenango | Primera Etapa | Panaluya34,5 |
| Primera Etapa | Mazatenango | Primera Etapa | El Progreso |
| Primera Etapa | Huehuetenango34,5 | Primera Etapa | Coban |
| Primera Etapa | San Sebastian | Primera Etapa | La Ruidosa |
| Primera Etapa | Esperanza13,8 | Primera Etapa | El Rancho |
| Segunda Etapa | Solola | Primera Etapa | Jalapa |
| Segunda Etapa | Coatepeque | Segunda Etapa | Chiquimulilla |
| Segunda Etapa | La Noria | Segunda Etapa | Pastoria |
| Segunda Etapa | Ixtahuacan | Segunda Etapa | Quezaltepeque34,5 |
| Segunda Etapa | Champerico | Segunda Etapa | Los Esclavos |
| Tercera Etapa | Tejutla | Segunda Etapa | Panaluya13,8 |
| Tercera Etapa | Cocales | Segunda Etapa | San Julian |
| Tercera Etapa | Tacana | Tercera Etapa | San Rafael |
| Tercera Etapa | La Maquina | Tercera Etapa | Moyuta |
| Tercera Etapa | Playa Grande | Tercera Etapa | Poptun |
| | | Tercera Etapa | Pto. Barrios |
| | | Tercera Etapa | Jicaro |
| | | Tercera Etapa | Rio Dulce34,5 |
| | | Cuarta Etapa | Mayuelas34,5 |
| | | Cuarta Etapa | Chisec |
| | | Cuarta Etapa | Sanarate |
| | | Cuarta Etapa | Quezaltepeque13,8 |
| | | Cuarta Etapa | El Estor |

CONCLUSIONES

1. Es importante tener claro que estos disparos generales presentarán sus propias características, cada proceso de restablecimiento será necesariamente diferente a los demás. Por esto de ninguna manera debe interpretarse que el presente documento constituye un procedimiento único de restablecimiento; más bien lo que se pretende con el mismo es minimizar las dificultades para encontrar la vía más rápida de solución al problema, donde por supuesto son indispensables la experiencia y el criterio del personal responsable de dirigir el proceso de restablecimiento.
2. Las industrias y los usuarios son totalmente favorecidos cuando las empresas distribuidoras cuentan con sistemas de automatización eficientes. Esto es debido a que se reduce el tiempo de recuperación de la energía cuando ocurren fallos sobre la red, ya que se cuenta con telecontrol de elementos en subestaciones y disminuyen el tiempo que se tardaría una brigada para llegar al punto. También se pueden ubicar rápidamente los elementos a maniobrar para restablecer el servicio.
3. El poder supervisar todos los elementos de la red con una visualización gráfica en comunicación con un SCADA mejora la eficiencia de la operación de red, ya que se puede obtener una visión de lo que sucede realmente en cada uno de los elementos favoreciendo la eficiencia en la toma de cualquier decisión.

4. Es importante tener en cuenta que la coordinación que exista entre el COR, AMM y Cenado para la normalización de la carga y explotación de la red, será un determinante, para que sea una normalización satisfactoria del SNI.
5. Para la normalización de la carga es de gran importancia tomar en cuenta la potencia instalada, la potencia consumida, la cantidad de clientes afectados para lograr una optimización en cuanto al reestablecimiento del sistema nacional interconectado.
6. El mando de Telecontrol es de gran importancia debido al tiempo crítico para el reestablecimiento del sistema, ya que un fallo del mismo implicaría una serie de problemas, como lo es, la localización de personal para dirigirse a la subestación y esto a su vez significa más tiempo con los usuarios sin servicio, lo cual es lo más importante para el distribuidor como tal.

RECOMENDACIONES

1. Es importante tomar en cuenta que cada uno de estos disparos generales presentará normalmente sus propias características, cada proceso de restablecimiento será siempre diferente a los demás. Por esto de ninguna manera debe interpretarse que el presente documento constituye un procedimiento único de restablecimiento; más bien lo que se pretende con el mismo es minimizar las dificultades para encontrar la vía más rápida de solución al problema, es por esto que son indispensables la experiencia y el criterio del personal responsable de dirigir el proceso de restablecimiento.

2. Cada año es necesario una actualización de las energías consumidas por las subestaciones y realizar el mismo procedimiento que se encuentra en el presente para tener en cuenta la priorización de los ingresos de las subestaciones y la cantidad de potencia que significaría al introducirla al sistema.

3. Además, el presente documento se puede utilizar como un estudio para el esquema de desconexión por baja frecuencia, debido a los criterios utilizados, en base a la energía, potencia instalada, número de clientes y grandes clientes, por lo que se recomienda utilizarlo para dicho caso.

BIBLIOGRAFÍA

1. “Ley General de Electricidad”, Diario de Centroamérica, Guatemala, 21 de noviembre de 1996.
2. “Reglamento de la Ley General de Electricidad”, Diario de Centroamérica, Guatemala, 2 de abril de 1997.
3. “Normas Técnicas del Servicio de Distribución”, Diario de Centroamérica, Guatemala, 7 de abril de 1999.
4. “Regulación de la calidad del servicio técnico en Guatemala”, Instituto de investigación tecnológica, Madrid, 14 de junio de 2000.
5. “Alcance Funcional SCADA”, Documentación de Soluziona, Madrid 3 de septiembre del 2002.
6. Administrador del mercado de mayoristas, www.amm.org.gt, 2006.
7. Comisión nacional de energía eléctrica, www.cnee.gob.gt, 2006.

APÉNDICES

Tabla V. LECTURAS DE ENERGIA EN KWHR EN PROMEDIO DE 5 DIAS DEOCSA.

| HORA | PLAYA GRANDE | IXTAHUACAN | TACANA | HUEHUETENANGO 34,5 | TEJUTLA |
|-------|--------------|------------|-------------|--------------------|---------|
| 0:00 | 79,44 | 2388,69 | 1089,324574 | 8468,6 | 247,26 |
| 1:00 | 78,67 | 2324,34 | 1020,49525 | 8016,82 | 1579,11 |
| 2:00 | 78,05 | 2300,04 | 1002,387535 | 7930,2825 | 1578,95 |
| 3:00 | 79,32 | 2336,36 | 983,7580697 | 7845,845 | 1610,24 |
| 4:00 | 84,28 | 2578,75 | 997,0725553 | 7912,905 | 1717,81 |
| 5:00 | 102,09 | 3228,1 | 1059,748099 | 8436,68 | 1981,54 |
| 6:00 | 99,23 | 3630,22 | 1236,799741 | 10542 | 2194,35 |
| 7:00 | 48,87 | 3203,85 | 1524,87911 | 12012,1575 | 1973,13 |
| 8:00 | 35,77 | 2861,13 | 1531,387855 | 9453,9025 | 1611,05 |
| 9:00 | 32,81 | 2727,85 | 1192,053789 | 7716,9575 | 1497,76 |
| 10:00 | 32,49 | 2633,32 | 1040,338903 | 7241,36 | 1449,75 |
| 11:00 | 32,87 | 2653,3 | 1004,319945 | 7128,6775 | 1431,94 |
| 12:00 | 33,16 | 2696,13 | 990,3762376 | 7224,49 | 1423,96 |
| 13:00 | 34,14 | 2676,18 | 1021,694868 | 7085,33 | 1408,73 |
| 14:00 | 34,76 | 2716,63 | 1007,038608 | 7121,45 | 147871 |
| 15:00 | 36,03 | 2853,15 | 928,835329 | 7144,655 | 1685,99 |
| 16:00 | 42,09 | 3154,64 | 1044,933162 | 7556,465 | 2066,58 |
| 17:00 | 82,54 | 3877,96 | 1146,517195 | 8395,6775 | 2751,65 |
| 18:00 | 189,45 | 6146,32 | 1526,825906 | 11718,56 | 4801,32 |
| 19:00 | 187,87 | 6554,73 | 2864,318334 | 21767,7425 | 5108,6 |
| 20:00 | 156,6 | 5604,02 | 3115,527935 | 23130,8175 | 4137,87 |
| 21:00 | 120,04 | 4226,38 | 2573,765847 | 20364,82 | 2891,83 |
| 22:00 | 92,31 | 3117,37 | 1792,1499 | 14826,4375 | 205036 |
| 23:00 | 81,8 | 2550,49 | 1278,800696 | 10425,2925 | 1725,46 |

| HORA | ESPERANZA 13,8 | SOLOLA | CHIMALTENANGO | COATEPEQUE | SAN SEBASTIAN |
|-------|----------------|----------|---------------|-------------|---------------|
| 0:00 | 5723,6106 | 4181,05 | 7268,57 | 6317,842019 | 6480,536342 |
| 1:00 | 5128,68672 | 3974,23 | 7003,09 | 5638,880918 | 5976,793545 |
| 2:00 | 4870,76496 | 3912,05 | 6973,19 | 5421,467317 | 5874,885088 |
| 3:00 | 4786,64016 | 3912,97 | 7113,17 | 5397,306365 | 5868,868053 |
| 4:00 | 4912,06536 | 4050,47 | 7719,54 | 5529,385876 | 6000,61723 |
| 5:00 | 5214,54888 | 4678,12 | 9484,54 | 6032,123176 | 6586,513317 |
| 6:00 | 6352,6416 | 5503,62 | 11066,19 | 6814,71576 | 7577,456725 |
| 7:00 | 8025,81072 | 5530,42 | 11453,08 | 6694,924743 | 7936,118013 |
| 8:00 | 8902,49172 | 5128,79 | 11287,55 | 5886,394426 | 6802,319992 |
| 9:00 | 8272,28724 | 5017 | 11503,83 | 5997,899702 | 6860,317147 |
| 10:00 | 7671,9684 | 4967,57 | 11713,94 | 5921,673431 | 7025,386637 |
| 11:00 | 7668,03648 | 5032,83 | 11931,55 | 6670,216949 | 7325,282478 |
| 12:00 | 7936,93104 | 4841,3 | 11364,65 | 6929,215493 | 7509,029424 |
| 13:00 | 7832,07984 | 4653,12 | 11263,35 | 6986,733331 | 7536,905479 |
| 14:00 | 7224,55248 | 4697,22 | 11293,08 | 7065,977676 | 7559,870124 |
| 15:00 | 7470,32796 | 4854,41 | 11199,1 | 7222,408444 | 7705,45494 |
| 16:00 | 7649,23032 | 5452,63 | 11808,46 | 7429,546509 | 7603,662264 |
| 17:00 | 7634,9352 | 7634,09 | 14574,3 | 7381,600671 | 7315,339494 |
| 18:00 | 8990,01504 | 13699,51 | 21882,28 | 8487,882164 | 7452,814561 |
| 19:00 | 15350,88624 | 14280,47 | 22594,24 | 14168,60282 | 11999,0137 |
| 20:00 | 16205,6826 | 12687,15 | 20048,78 | 14937,81368 | 14262,4869 |
| 21:00 | 13965,11304 | 9585,76 | 15327,43 | 13539,71861 | 13614,69312 |
| 22:00 | 10714,07052 | 6408,88 | 10395,41 | 10991,90719 | 11576,17024 |
| 23:00 | 7345,78668 | 4711,56 | 8013,96 | 8258,058801 | 8716,937578 |

| HORA | MAZATENANGO | COCALES 13,8 | LA MAQUINA | LA NORIA | CHAMPERICO |
|-------|-------------|--------------|------------|-------------|------------|
| 0:00 | 9221,66 | 1323,99 | 1047,28 | 3343,838865 | 1871,89 |
| 1:00 | 8881,54 | 1279,03 | 1025,88 | 3121,073574 | 1838,65 |
| 2:00 | 8862,37 | 1290,32 | 1014,92 | 3035,064334 | 1794,35 |
| 3:00 | 9215,29 | 1413,5 | 1032,07 | 2991,060616 | 1816,96 |
| 4:00 | 9925,39 | 1553,16 | 1096,65 | 3073,104345 | 1921,42 |
| 5:00 | 11232,62 | 1581,12 | 1270,86 | 3355,262586 | 2197,34 |
| 6:00 | 11115,54 | 1426,27 | 1313,24 | 3678,663086 | 2123,08 |
| 7:00 | 9966,64 | 1266,1 | 1145,52 | 3437,912656 | 1920,65 |
| 8:00 | 10757,43 | 1383,42 | 1118,8 | 3201,152262 | 1999,47 |
| 9:00 | 11820,48 | 1614,48 | 1159,97 | 3373,706228 | 2107,74 |
| 10:00 | 12340,98 | 1718,31 | 1238,27 | 3554,023619 | 2173,37 |
| 11:00 | 12598,79 | 1772,51 | 1252,03 | 3744,068114 | 2220,47 |
| 12:00 | 12654,82 | 1801,86 | 1254,77 | 3952,516283 | 2280,58 |
| 13:00 | 12647,15 | 1870,18 | 1263,62 | 4017,770294 | 2294,26 |
| 14:00 | 12624,08 | 1888,02 | 1228,8 | 4080,522641 | 2285,3 |
| 15:00 | 12738,35 | 1858,26 | 1223,29 | 4132,809148 | 2274,96 |
| 16:00 | 13023,76 | 1738,65 | 1230,6 | 3964,84202 | 2254,5 |
| 17:00 | 14773,96 | 1845,45 | 1428,94 | 3800,233381 | 2426,49 |
| 18:00 | 21778,99 | 2554,8 | 2714,27 | 4017,966503 | 3592,82 |
| 19:00 | 22267,07 | 2607,97 | 2813,64 | 6545,257734 | 3554,56 |
| 20:00 | 20100,49 | 2346,98 | 2355,86 | 6866,467234 | 3202,56 |
| 21:00 | 16496,09 | 1977,03 | 1731,26 | 6280,611824 | 2663,55 |
| 22:00 | 12556,39 | 1649,35 | 1234,75 | 5222,126287 | 2147,15 |
| 23:00 | 10089,13 | 1484,93 | 1069,87 | 4006,881605 | 1953,04 |

Tabla VI. LECTURAS DE ENERGIA EN KWHR EN PROMEDIO DE 5 DIAS DE ORSA.

| HORA | POPTUN 34,5 | CHISEC | EL ESTOR | PTO.BARRIOS | RIO DULCE34,5 |
|-------|-------------|---------|----------|-------------|---------------|
| 0:00 | 1858,33 | 1190,97 | 501,65 | 2020,76 | 1374,702557 |
| 1:00 | 1818,04 | 1175,63 | 483,9 | 1948,29 | 1288,656011 |
| 2:00 | 1820,59 | 1157,82 | 478,49 | 1909,05 | 1260,222556 |
| 3:00 | 1813,92 | 1177,63 | 470,46 | 1881,4 | 1244,827647 |
| 4:00 | 1846,24 | 1260,66 | 486,94 | 1872,82 | 1236,698192 |
| 5:00 | 2115,65 | 1520,53 | 528,11 | 1935,2 | 1236,266192 |
| 6:00 | 2132,45 | 1518,71 | 497,06 | 1856,4 | 1274,989102 |
| 7:00 | 1953,39 | 1105,87 | 432,09 | 1865,27 | 1247,733829 |
| 8:00 | 2051,85 | 1054,62 | 450,65 | 2014,13 | 1214,469828 |
| 9:00 | 2159,77 | 1038,26 | 484,73 | 2144,06 | 1369,322193 |
| 10:00 | 2265,93 | 1046,36 | 495,32 | 2199,44 | 1467,111285 |
| 11:00 | 2310,3 | 1063,49 | 508,04 | 2217,5 | 1510,66474 |
| 12:00 | 2244,82 | 1064,2 | 505,74 | 2221,7 | 1541,808013 |
| 13:00 | 2264,94 | 1059,43 | 504,9 | 2070,71 | 1525,195649 |
| 14:00 | 2234,56 | 1064,87 | 509,6 | 2178,8 | 1480,935285 |
| 15:00 | 2285,31 | 1112,38 | 510,7 | 2141,5 | 1456,154194 |
| 16:00 | 2331,14 | 1188,19 | 508,79 | 2189,98 | 1462,398558 |
| 17:00 | 3016,82 | 1731,43 | 605,51 | 2643,98 | 1438,874194 |
| 18:00 | 4638,02 | 2788,83 | 972,61 | 3504,06 | 1604,133832 |
| 19:00 | 4395,09 | 2751,32 | 980,7 | 3462,94 | 2200,136746 |
| 20:00 | 3871,59 | 2327,96 | 886,92 | 3245,84 | 2134,158563 |
| 21:00 | 3030,71 | 1806,55 | 741,32 | 2860,46 | 1936,459653 |
| 22:00 | 2270,68 | 1407,49 | 604,19 | 2371,53 | 1689,709105 |
| 23:00 | 1974,33 | 1245,68 | 519,99 | 2072,17 | 1432,394194 |

| HORA | COBAN 13 | LA RUIDOSA | SAN JULIAN | QUEZALTEPEQUE 13 | QUEZALTEPEQUE 34 | PANALUYA 13 |
|-------|-------------|---------------|---------------|---------------------|---------------------|-------------|
| 0:00 | 3771,37 | 4434,63 | 2064,06 | 577,16 | 3265,22 | 2776,76 |
| 1:00 | 3609,74 | 4613,18 | 2004,93 | 566,11 | 3121,61 | 2662,39 |
| 2:00 | 3538,37 | 4554,62 | 1986,51 | 556,69 | 3074,05 | 2612,95 |
| 3:00 | 3524,39 | 4584,08 | 2002,59 | 556,96 | 3080,71 | 2585,28 |
| 4:00 | 3657,13 | 4761,91 | 2144,17 | 578,94 | 3252,22 | 2636,07 |
| 5:00 | 4281,2 | 5192,07 | 2527,95 | 630,48 | 3730 | 2824,54 |
| 6:00 | 5250,99 | 4906,75 | 2673,13 | 579,09 | 3762,98 | 2732,64 |
| 7:00 | 5465,85 | 4869,34 | 2335,38 | 540,63 | 3733,91 | 2668,88 |
| 8:00 | 5643,11 | 5345 | 2303,48 | 567,96 | 4019,59 | 2858,71 |
| 9:00 | 5832,61 | 5481,06 | 2302,95 | 605,9 | 4278,49 | 3053,36 |
| 10:00 | 5943,62 | 5819,37 | 2353,12 | 612,89 | 4420,42 | 3274,22 |
| 11:00 | 5979,56 | 5774,35 | 2367,59 | 601,07 | 4437,06 | 3413,11 |
| 12:00 | 5820,13 | 5181,91 | 2208,73 | 602,17 | 4340,82 | 3355,51 |
| 13:00 | 5514,24 | 5732,61 | 2278,35 | 610,12 | 4260,53 | 3521,75 |
| 14:00 | 5634,8 | 5899,74 | 2280,95 | 626,97 | 4281,98 | 3572,26 |
| 15:00 | 5700,44 | 5883,4 | 2315,13 | 627,05 | 4318,36 | 3492,45 |
| 16:00 | 5932,64 | 5835,17 | 2503,54 | 622,14 | 4338,26 | 3350,13 |
| 17:00 | 7173,83 | 6522,32 | 3450,59 | 713,57 | 5199,69 | 3615,09 |
| 18:00 | 10137,27 | 8832,28 | 5069,86 | 1128,17 | 8094,22 | 4834,05 |
| 19:00 | 10179,82 | 8560,63 | 5253,24 | 1133,33 | 8132,24 | 4852,1 |
| 20:00 | 9306,08 | 7938,87 | 4610,92 | 1062,22 | 7167,87 | 4591,5 |
| 21:00 | 7701,72 | 6870,67 | 3621,69 | 894,11 | 5906,04 | 4082,86 |
| 22:00 | 5726 | 5588,14 | 2712,5 | 701,45 | 4509,95 | 3376,68 |
| 23:00 | 4426,88 | 4936,19 | 2245,38 | 604,36 | 3644,55 | 2917,81 |

| HORA | PANALUYA 34 | MAYUELAS 34 | EL RANCHO | SANARATE | JALAPA | SAN RAFAEL |
|-------|-------------|-------------|-----------|----------|---------|------------|
| 0:00 | 9967,7725 | 1240,09 | 4221,56 | 685,85 | 3043,16 | 2025,64 |
| 1:00 | 9778,2825 | 1213,08 | 4125,7 | 655,06 | 2959,81 | 1997,55 |
| 2:00 | 9705,08 | 1205,95 | 4051,83 | 642,49 | 2939,46 | 1962,83 |
| 3:00 | 9498,405 | 1198,92 | 4031,09 | 644,66 | 2983,49 | 2003,45 |
| 4:00 | 9462,495 | 1244,53 | 4291,85 | 694 | 3283,11 | 2298,07 |
| 5:00 | 9609,565 | 1325,59 | 4694,41 | 802,51 | 4170,04 | 2875,81 |
| 6:00 | 9637,1975 | 1194,37 | 4723,07 | 811,51 | 4532,29 | 2679,34 |
| 7:00 | 9473,5025 | 1145,23 | 4809,78 | 830,81 | 4208,06 | 2323,46 |
| 8:00 | 11094,3 | 1219,05 | 5156,95 | 926 | 3957,47 | 2237,18 |
| 9:00 | 11877,1275 | 1255,9 | 5368,03 | 1007,38 | 4009,92 | 2211,89 |
| 10:00 | 12211,255 | 1319,16 | 5702,53 | 1039,07 | 4099,66 | 2221,95 |
| 11:00 | 11147,605 | 1343,78 | 5873,12 | 1054,66 | 4215,35 | 2201,01 |
| 12:00 | 10933,7025 | 1323,66 | 5244,54 | 1054,31 | 4099,15 | 2115,13 |
| 13:00 | 9854,53 | 1361,46 | 5794,36 | 1047,23 | 3970,6 | 2160,5 |
| 14:00 | 11908,015 | 1335,11 | 5763,7 | 1030,11 | 3929,84 | 2122,29 |
| 15:00 | 11918,7425 | 1310,01 | 5612,34 | 1015,2 | 4301,79 | 2135,97 |
| 16:00 | 12239,57 | 1280,25 | 5312,2 | 1017,35 | 4405,43 | 2227,65 |
| 17:00 | 12306,2275 | 1591,86 | 5807,31 | 1222,47 | 5615,05 | 2988,76 |
| 18:00 | 11500,23 | 2525,21 | 8143,82 | 1809,33 | 9389,85 | 5627,98 |
| 19:00 | 9766,9425 | 2517,36 | 8046,15 | 1820,7 | 9710,37 | 5769,53 |
| 20:00 | 9551,08 | 2204,26 | 7359,29 | 1629,17 | 8256,66 | 4775,15 |
| 21:00 | 9228,94 | 1799,36 | 6245,18 | 1331,56 | 6147,19 | 3475,73 |
| 22:00 | 9453,92 | 1448,46 | 5080,39 | 974,4 | 4251,92 | 2531,78 |
| 23:00 | 9874,1475 | 1261,24 | 4498,7 | 764,58 | 3319,55 | 2173,34 |

| HORA | EL PROGRESO | PASTORIA | LOS ESCLAVOS | MOYUTA | JICARO | CHIQUIMULILLA |
|-------|-------------|----------|--------------|---------|---------|---------------|
| 0:00 | 7373,63016 | 2432 | 3052,94 | 2057,19 | 1138,55 | 3345,01998 |
| 1:00 | 6905,96028 | 2808,24 | 2945,76 | 2004,37 | 1126,8 | 3181,11378 |
| 2:00 | 6747,49476 | 2867,68 | 2940,78 | 2002,44 | 1133,04 | 3105,10428 |
| 3:00 | 6744,14196 | 3018,36 | 2963,49 | 2012,28 | 1196,24 | 3145,8789 |
| 4:00 | 6790,7154 | 3488,41 | 3396,73 | 2140,75 | 1383,63 | 3233,19648 |
| 5:00 | 7170,16092 | 3980,92 | 4096,99 | 2537,03 | 1680,41 | 3589,30956 |
| 6:00 | 8378,70816 | 3796,92 | 3979,37 | 2504,81 | 1570,95 | 4189,00356 |
| 7:00 | 8325,41388 | 3791,16 | 3720,18 | 2243,17 | 1291,62 | 3887,67066 |
| 8:00 | 8593,36356 | 3829,1 | 3892,89 | 2254,05 | 1269,68 | 3610,8894 |
| 9:00 | 9130,98504 | 3781,57 | 4037,75 | 2347,5 | 1286,75 | 3871,60008 |
| 10:00 | 9520,61088 | 3685,84 | 4213,91 | 2382,55 | 1357,85 | 4079,43558 |
| 11:00 | 9878,23272 | 3815,77 | 4249,21 | 2405,78 | 1368,02 | 4161,57156 |
| 12:00 | 10059,40584 | 3453,8 | 4228,26 | 2253,7 | 1354,69 | 4260,69252 |
| 13:00 | 9997,88196 | 3477,02 | 4259,09 | 2387,51 | 1362,15 | 4234,63974 |
| 14:00 | 9973,60464 | 3672,8 | 4119,47 | 2350,85 | 1354,42 | 4283,30106 |
| 15:00 | 9807,50388 | 3569,61 | 4064,99 | 2370,81 | 1318,1 | 4160,71812 |
| 16:00 | 9554,1084 | 3516,16 | 3965,28 | 2338,59 | 1333,02 | 4121,32272 |
| 17:00 | 9189,44568 | 3948,9 | 4767,18 | 2933,53 | 1726,85 | 4076,70762 |
| 18:00 | 11119,14972 | 5264,22 | 8196,55 | 5664,32 | 3274,41 | 4508,15202 |
| 19:00 | 18468,10632 | 5081,65 | 8397,16 | 5736 | 3217,08 | 7597,62006 |
| 20:00 | 18426,56208 | 4635,38 | 7253,29 | 4772,6 | 2566,36 | 7568,50404 |
| 21:00 | 15990,70716 | 3385,23 | 5551,5 | 3456,59 | 1827,2 | 6460,617 |
| 22:00 | 12260,70192 | 2768,21 | 4082,81 | 2494,98 | 1343,82 | 5080,55118 |
| 23:00 | 8820,08904 | 2552,73 | 3324,54 | 2136,84 | 1163,57 | 3894,8106 |