



BANCO MUNDIAL – ESMAP – USDOE – CIER

**PROYECTO CIER 03 – Fase I
INTERCONEXIONES REGIONALES DE MERCADOS ELECTRICOS
EL MARCO REGULATORIO EN VENEZUELA**

**Mercados Energéticos S.A.
Power Systems Research, Inc
Mercados de Energía S.A.
Power Technologies, Inc
Sigla S.A.**

Junio de 2000

INDICE

1. OBJETIVO	3
2. DESCRIPCIÓN DE LA REGULACIÓN NACIONAL.....	3
2.1. MARCO REGULATORIO GENERAL	3
2.1.1. <i>Marco Institucional</i>	3
2.1.2. <i>El Mercado Mayorista</i>	6
2.1.3. <i>Transacciones Comerciales y Legales</i>	9
2.1.4. <i>El transporte nacional</i>	10
2.1.5. <i>Importación y Exportación</i>	11
2.1.6. <i>Situación Institucional del Sector Eléctrico</i>	13
2.1.7. <i>Mercado del Gas</i>	13
2.2. LA OPERACIÓN	14
2.2.1. <i>Estructura Jerárquica de la Operación</i>	14
2.2.2. <i>Procedimientos para Interconexiones Internacionales</i>	14
2.2.3. <i>Ensayos para la habilitación de los Equipamientos</i>	15
2.2.4. <i>Limites Operativos</i>	16
2.2.5. <i>Acciones adoptadas en caso de fallas</i>	17
2.2.6. <i>Centros de Control</i>	17
2.3. CRITERIOS DE CALIDAD	19
2.3.1. <i>Reglamentación del despacho del sistema</i>	19
2.3.2. <i>Control Efectivo de la Capacidad Exigida</i>	21
2.3.3. <i>Reglamentación de la regulación de Frecuencia y Reservas Operativas</i>	21
2.3.4. <i>Esquemas de Control de Emergencia ante Perturbaciones Severas</i>	21
2.3.5. <i>Potencia Reactiva</i>	22
2.3.6. <i>Característica de diseño de los equipos e instalaciones</i>	22
2.4. RESULTADOS OPERATIVOS	22

1. OBJETIVO

Presentar el resultado de la recopilación de información según el “ Modelo de Informe País” suministrado por la CIER para la Fase I del Proyecto CIER 03 de nombre “ Interconexiones Regionales de Mercados Eléctricos”.

2. DESCRIPCIÓN DE LA REGULACIÓN NACIONAL

2.1. Marco Regulatorio General

2.1.1. Marco Institucional

El 21 de Septiembre de 1999 fue aprobada y publicada oficialmente en Gaceta Oficial No. 36.791, la primera Ley para el Sector Eléctrico Venezolano conocida como la Ley del Servicio Eléctrico.

Como antecedente debe mencionarse el decreto de ley No. 1.558 publicado en Gaceta Oficial No. 36.085 del 13 de noviembre de 1996, en el cual se plasmaron las bases que dieron origen a la legislación.

La Ley establece la necesidad de conformar un Mercado Mayorista de Electricidad (MME) basado en el principio de la libre competencia en las actividades de producción y comercialización de la energía.

Se establece la creación de dos entes de carácter público, uno de ellos para la reglamentación y regulación, y el otro, para operación y administración del nuevo esquema de mercado. El primero de ellos se denomina, Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el segundo el Centro Nacional de Gestión (CNG).

Un aspecto de suma importancia dentro de la Ley, es el hecho que el Estado se reserva la actividad de generación hidroeléctrica en las cuencas de los ríos Caroni, Paragua y Caura. Esto conlleva a que muchos de los aspectos relacionados a la fijación de precios dentro del MME estarán orientados a garantizar los ingresos de la generación hidráulica de estas cuencas que además de su importancia energética, tienen implicaciones ambientales, territoriales, de seguridad, defensa y política de Estado.

Hasta la fecha Estado Venezolano posee inversiones en producción hidroeléctricas asociadas a las plantas hidroeléctricas ubicadas en el bajo Caroni (Guri, Macagua, Tocoma y Caruachi, las dos últimas en proyecto y construcción respectivamente) que exceden en inversión a los 3.000 millones de dólares. Sobre estas inversiones el Estado debe velar por el ejercicio de sus derechos económicos en favor del bienestar del colectivo, bajo un esquema de explotación racional de los recurso naturales y bienes de capital involucrados en la producción de energía eléctrica.

Los aspectos que abarca la Ley, a grandes rasgos, son los siguientes:

1. Conformación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;

2. Las actividades del servicio eléctrico: generación, transmisión, distribución y comercialización especializada;
3. Los usuarios;
4. Autorizaciones y concesiones;
5. Régimen económico;
6. Infracciones y sanciones;
7. Disposiciones transitorias y finales;

Cada uno de los tópicos anteriores asienta las bases generales para la estructuración del nuevo esquema de mercado, sus reglas generales y los agentes e instituciones que existirán dentro de éste.

La Ley deja claro que el objetivo del nuevo esquema será lograr el uso racional y eficiente de los recursos energéticos, la utilización de fuente alternas de energía, la debida orientación territorial, la protección del medio ambiente y la protección de los derechos de los usuarios.

Para lograr lo anterior se prevé dentro del régimen económico que “ las actividades destinadas a la prestación del servicio eléctrico nacional tendrán como finalidad el uso óptimo de los recursos utilizados en la prestación del servicio, en beneficio del consumidor, y la promoción, para las empresas, de una rentabilidad acorde con el riesgo de las actividades que realicen, en condiciones de operación eficiente”. Luego para poder cumplir con estos objetivos se prevé la conformación de un Mercado Mayorista de Electricidad en el cual “se realizarán las transacciones en bloques de potencia y energía eléctrica que ocurran dentro del Sistema Eléctrico Nacional.” Se prevé entonces que para que exista un MME que permita la consecución de los objetivos buscados, la participación de “los generadores, los distribuidores, los comercializadores especializados y los grandes usuarios estarán sujetos a la competencia libre y abierta, cuyos beneficios deberán traducirse en mayor bienestar colectivo.”

En las Disposiciones Finales y Transitorias se ha fijado un lapso de dos (2) años para permitir la conformación del Mercado Mayorista así como la Comisión Nacional de Energía y del Centro Nacional de Gestión, en el ínterin las actividades de estos organismos serán ejecutadas por los que actualmente las ejecutan; el Ministerio de Energía y Minas y OPSIS.

En la actualidad en Venezuela se desarrollan los reglamentos y normas que en consonancia con la Ley del Servicio Eléctrico permitirán la operación del Sistema Bajo el Nuevo esquema sectorial.

Bajo la Coordinación de la Dirección Sectorial de Energía Eléctrica, perteneciente al Ministerio de Energía y Minas, dentro de los lapsos y condiciones transitorias previstas en la Ley se desarrollan los reglamentos con el propósito de poner a disposición de los agentes las normas y condicionados que darán viabilidad al nuevo esquema de funcionamiento sectorial.

Los tópicos mencionados a continuación son objeto de estudios técnicos representan el soporte científico y metodológico bajo el cual se desarrollan los reglamentos.

Los siguientes tópicos, sin ser limitativos, son en la actualidad objeto de reglamentación:

- Organización y funcionamiento del Mercado mayorista de electricidad
- Formación de precios y esquemas de remuneración del Mercado mayorista de electricidad
- Transacciones del Mercado Mayorista de Electricidad
- Transacciones relativas a los Servicios de Transmisión, incluido el tratamiento y aplicación de los servicios complementarios.
- Contabilidad y liquidación de los servicios de transmisión y de los servicios complementarios
- Remuneración de la actividad de transmisión.
- Planificación y desarrollo de ampliaciones, refuerzos e interconexiones de la infraestructura del sistema.
- Contratos de Servicios de Transmisión
- Operación de la Distribución
- Remuneración de la Actividad de la Distribución
- Condiciones de operación de los Comercializadores.
- Funcionamiento del Centro Nacional de Gestión
- Funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Disposiciones transitorias y de operación hasta el inicio del funcionamiento del mercado bajo lo previsto en la Ley
- Interconexiones internacionales

El mercado a implantarse será un sistema de intercambio de energía eléctrica donde la oferta y la demanda se equilibrarán en un nivel de precios que estará basado en un despacho de generación centralizado y optimizado a escala nacional que se considerará que la energía dominante (precio y volumen) provendrá de las plantas hidroeléctricas ubicadas en el bajo Caroní, y en consecuencia estará en capacidad de fijar el precio en un nodo de producción “dominante” a partir se formarán los precios en los nodos de “intercambio” de forma tal que permitirá que el valor resultante del despacho de la generación centralizado que se realice desde el CNG sea lo mas próximo al óptimo social. En el mismo habrá cabida a la competencia progresiva y estará regido por un conjunto de normas y procedimientos bien estructurados y adaptados a los objetivos de la Ley de Electricidad y sus reglamentos.

La connotación de “dominante” aplicada al bajo Caroní, además de tener vinculación directa con la inherente posibilidad de ejercicio de dominio de mercado por parte de una empresa (EDELCA) y que por ende requiere de la activa regulación del Estado si se desea dar viabilidad a la existencia de un mercado; se asocia a la implantación de una política energética nacional

orientada a acoplar objetivos multisectoriales que hasta la fecha han sido desarrollados sin vinculaciones formales como lo son; el mercado de gas y el eléctrico.

Fundelec, fundación cuyo propósito es actuar como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, en uno de sus estudios mas recientes define un conjunto de directrices y principios rectores, bajos las cuales se desarrollan las actividades de transición hacia el inicio de funcionamiento del mercado y que en nuestro criterio suman las actividades que se realizan en Venezuela. Estas, con pequeñas actualizaciones se transcriben a continuación:

- La transición desde el régimen actual hacia el previsto será planificada y programada, ya que en el interino la red debe seguir operando en forma segura, confiable y haciendo uso óptimo de los recursos técnicos y de organización existentes. Se considerará que hasta la fecha el régimen de despacho de generación bajo el cual se desenvuelve el Sistema Interconectado Nacional es en la práctica coordinado, ya que los contratos por intercambios de potencia y energía se enfocan a atender situaciones coyunturales y del interés propio de cada empresa, más que a compartir los beneficios de una operación interconectada.
- Los sistemas de transmisión y distribución estarán sometidos a regulación y serán remunerados con tarifas que garanticen una rentabilidad que permita propiciar la eficiencia y la calidad en la prestación del servicio.
- Se contará con la presencia de un Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico el cual será una empresa pública, sin fines de lucro, de carácter fundamental e institucionalmente técnico que será responsable de la operación de la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de la administración del mercado mayorista de electricidad.
- Existirá una Comisión Nacional de Energía Eléctrica que realizará las tareas de regulación del sector y supervisará el funcionamiento del servicio eléctrico.
- El mercado mayorista lo conformarán los generadores, los distribuidores, los comercializadores y los grandes consumidores; quienes participarán en el mercado como agentes sin vinculaciones entre ellos, a los fines de evitar acciones que le confieran ventajas de mercado que puedan distorsionar la operación optimizada.
- Para desarrollar cada reglamento o normativa existirá a su vez un conjunto de premisas y lineamientos específicos que definirán la orientación de su desarrollo e interrelación con el resto de las normas a desarrollar. Los reglamentos y las normas serán claros y los procedimientos transparentes, sin contradicciones y sin elementos susceptibles a ambigüedades en la interpretación. Los reglamentos deben incluir en su articulado provisiones que le permiten su propia revisión y mejoramiento, pero que su vez sean lo suficientemente estables.

2.1.2. El Mercado Mayorista

Debido a la reciente aprobación de la ley y que ésta otorga un plazo no mayor de dos (2) años para la conformación del Mercado Mayorista, actualmente no existe en funcionamiento un

Mercado de las características previstas en la ley.

La Ley establece que éste será el medio a través del cual se realizarán las diferentes transacciones de potencia y energía que ocurran dentro del Sistema. En este mercado podrán participar los generadores, comercializadores, distribuidores y los grandes usuarios.

Uno de los objetivos del mercado es permitir la libre competencia entre los participantes a fin de lograr mayor bienestar colectivo.

Para la conformación del Mercado se analizan los principios, metodologías y modelos para la formación de precios. Esta actividad, aunque en la ley se establece como responsabilidad de la CNEE. En la actualidad, es llevada a cabo por el Ministerio de Energía y Minas, quien ha iniciado un extenso debate público donde participan los principales agentes del mercado, consultores y asociaciones relacionadas, en la discusión de propuestas metodológicas orientadas a identificar un método para posteriormente desarrollar un modelo que permita definir un esquema de formación de precios en el MME venezolano que considere las características de generación dominante que tienen la generación del bajo Caroní, anteriormente descrito.

La optimización del despacho de generación del sistema, junto con los acuerdos comerciales, estarán basados según la Ley del Servicio Eléctrico, Artículo 32, Capítulo III, en un esquema de despacho centralizado que garantice la óptima utilización de los recursos primarios de energía, producción y transporte de la energía eléctrica.

Uno de los aspectos que mayor atención y estudio demanda de quienes realizan la reforma sectorial, se refiere a la forma cómo se definirá el precio ex – ante, con el que serán remunerados los generadores y que tendrán que pagar las demandas considerando un despacho centralizado optimizado sin restricciones; así como las normas para calcular el precio del mercado libre y todos los términos que participan en la formación del mismo (precio de la generación, racionamiento de energía, racionamiento de capacidad, oferta por reducción de carga y el cargo por capacidad).

En la actualidad, el equipo responsable por el modelo sectorial venezolano, está definiendo los reglamentos y las normas bajo los cuales los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos deberán interactuar con los demás agentes.

La orientación actual en lo que se refiere a como se realizará la formación de precios en el MME, contempla que el precio y de esta manera los ingresos, para las instalaciones del Bajo Caroni, las cuales están en mano del Estado, será fijado por el Regulador. Para la fijación del precio del Bajo Caroni se deberá estimar el Valor del Agua con base al comportamiento estocástico del recurso en la cuenca del Bajo Caroni.

Bajo el esquema que se planteado, el Bajo Caroni será Formador de Precios o “ Price Maker” mientras que los demás nodos del sistema serán Precio Aceptantes o “Price Takers”.

Se está evaluando la formación y operación de un despacho de generación a manera de “Gross Pool” o despacho bruto, debido a que, por las mismas características del Sistema Venezolano,

donde la generación de EDELCA, si no es regulada y participará ofertando en el mercado tendría un importante poder de mercado que crearía distorsiones inaceptables para los inversionistas en generación. Para evitarlo se requiere el despacho centralizado de la generación de EDELCA y esto es posible bajo la figura del “Gross Pool” antes indicado.

En Venezuela, las fuentes de información consultadas, reconocen la obligatoriedad de emplear modelos apropiados de optimización cuyos objetivos y alcances estén claramente especificados. Según se deriva de la opinión generalizada de los agentes, se reconoce que los modelos deben cumplir con los siguientes requisitos:

Uso de un mecanismo basado en costos, que considere el valor de la energía dominante del bajo Caroní, para reflejar el valor económico de los diferentes niveles de energía no suministrada y la insuficiencia de capacidad de potencia, como una función proporcional a la demanda.

En los modelos de optimización de la operación, se utilizarán funciones de costo de déficit en lugar de un único valor. El riesgo del racionamiento estará estrechamente relacionado con el costo del déficit.

Optimización centralizada de la generación para servir a la carga en horizontes diarios, semanales y mensuales, capaz de hacer frente a las complejidades de una operación optimizada de plantas hidroeléctricas con embalses de gran capacidad de regulación en el tiempo (multianual – Planta Guri) conjuntamente con otras de poca capacidad (Plantas hidráulicas de CADAPE) y plantas termoeléctricas;

Programación detallada del despacho de generación para satisfacer la carga. La programación para satisfacer la demanda se basará en mecanismos de asignación optimizada de la generación.

En líneas generales, el proceso necesario para la optimización deberá estar basado en cálculos realizados a lo largo de un conjunto decreciente de horizontes de tiempo:

La optimización a largo plazo, con un horizonte de tiempo de 3 a 5 años, deberá producir los valores del agua a largo plazo, para ser utilizados como condiciones de contorno en la optimización de mediano plazo. Tendrá como base una medida económica del costo de la energía no atendida;

La optimización a mediano plazo considerará la operación semanal de los sistemas interconectados con un horizonte de tiempo de 12 meses. Adoptando las condiciones de contorno definidas por el modelo a largo plazo, determinará los valores de caudal y los niveles de los embalses a ser utilizados como metas para la planificación de las condiciones a corto plazo, de la generación térmica ideal y del valor del agua para el sistema interconectado;

La optimización a corto plazo tendrá un horizonte de 7 días, creando una interfaz permanente con las metas semanales. El modelo deberá producir programas optimizados de despacho, a cada hora, para cada generador, tomando en consideración los intercambios internacionales y los costos marginales de operación de corto plazo, a ser utilizados en el proceso de determinación del precio del MME

Los datos de entrada para el proceso de optimización del sistema y para la determinación del precio del MME deberán considerar todas las plantas de generación. Estos datos deberán incluir, entre otros, la capacidad registrada, el nodo de la red donde están conectadas, el nombre del propietario y su energía garantizada.

Según el Capítulo III de la Ley del Servicio Eléctrico, el CNGSE será responsable por la emisión de planes, programas e instrucciones de despacho a los generadores, utilizando los datos declarados más recientes, de acuerdo con los detalles que deberán figurar en los Procedimientos del Sistema. A su vez, el Centro Nacional de Gestión estará sujeto a auditorías externas.

Bajo condiciones normales de despacho del sistema (vale decir, en ausencia de racionamiento de energía o de potencia) el precio de la energía de corto plazo a ser comercializada en el MME Venezolano se establecerá considerando:

- Que el cálculo del precio de mercado se realizará a través de la utilización de los modelos empleados para la optimización del despacho del sistema;
- Que la base del precio del MME considerará las restricciones de transmisión entre los Nodos de Intercambio, determinada antes del día del despacho;
- Que la programación de la operación, determinada para todos los Nodos de Intercambio, pertenecientes al sistema considerará los efectos de las restricciones de transmisión servidas por determinado nodo de intercambio y deberá reflejar las principales restricciones de transmisión entre éstos;
- Dentro de cada nodo, el precio del MME será determinado por la generación más cara o por la reducción de la carga contenida en la programación sin restricciones. Esta determinación le corresponderá a la generación hidroeléctrica, a la generación térmica, al corte o reducción de carga, a las importaciones de otros nodos de intercambio y a los flujos en las interconexiones internacionales, siendo el precio del despacho calculado a través de los modelos de optimización. Pudiera utilizarse un algoritmo separado para determinar el precio en el MME y deberá llevar en consideración los factores de pérdidas de transmisión dentro de cada área conectada a un Nodo de Intercambio;
- El precio en el MME, dentro de cada Nodo de Intercambio, será determinado para cada día del período de liquidación, dentro del período de cómputo.

En cuanto al racionamiento de energía, en la eventualidad de su ocurrencia, se estima que el precio del MME será establecido a partir de un valor resultante de la función que haya sido definida para representar el costo del racionamiento y sus impactos económicos.

2.1.3. Transacciones Comerciales y Legales

Actualmente los contratos entre agentes (empresas que conforman el sector eléctrico nacional) son bilaterales (financieros y físicos). Estos están, en cuanto al régimen económico, regulados por las disposiciones en las gacetas oficiales publicadas por el Ministerio de Energía y Minas, con

base a los requerimientos de cada una de las empresas involucradas. Sólo se contempla en los contratos, las transacciones de energía y potencia.

No existen actualmente métodos definidos que reconozcan en económicamente los servicios complementarios tales como Regulación de Frecuencia, Reserva de Reactivos, capacidad de “BlackStart”, Reservas Frías y de Largo Plazo, etc.

En lo que se refiere a la valoración de los servicios de transmisión, no existe una empresa nacional de transmisión que se encargue de la administración y operación de estas redes, sino que están en manos de las empresas eléctricas nacionales, según las hayan construido. Cualquier transacción de potencia o energía que involucre el uso de redes de terceros, es cobrada de acuerdo a métodos definidos entre los participantes y con montos producto de acuerdos.

En la actualidad OPSIS a través del despacho nacional solo tiene acceso supervisorio y de control a lo que se conoce como Red Troncal de Transmisión (RTT), la cual esta conformada por el conjunto de activos de transmisión que sirven de enlace de la generación ubicada en el Bajo Caroni y las distintas áreas interconectadas.

2.1.4. El transporte nacional

Actualmente las redes eléctricas de alta tensión para transporte de energía son operadas y mantenidas por las empresas que las construyeron. No existe aun en Venezuela una única empresa de transmisión encargada de la administración de todos los activos de transmisión

Dado que aun no se ha instaurado la estructura de mercado, muchas de las normas de valoración de los servicios de transmisión adoptadas internacionalmente para estos esquemas, así como señales de congestión etc., están bajo estudio y evaluación. Tampoco podemos hablar de la presencia de agentes. Se entiende que las tarifas aprobadas a las empresas del sector de alguna manera reconocen el hecho de que estas dispongan de activos de transmisión, necesarios para la realización de las transacciones comerciales a nivel del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

No existen sistemas de penalización o incentivo asociados a la confiabilidad y la calidad, aunque ambos aspectos son considerados dentro del desarrollo de los reglamentos. Tampoco se reconocen económicamente otros servicios distintos al transporte, prestados también por la red de transmisión.

La tesis de formar una única empresa nacional de transmisión es favorecida por varios sectores que identifican en la mismas atributos de simplicidad y además de otras ventajas de tipo operativo, que exceden en beneficios a otras alternativas bajo análisis. Su aceptación tiende a consolidarse en una propuesta institucional por lo que es muy probable que la misma sea creada oficialmente en los próximos meses.

Sobre la remuneración de la transmisión se discuten y evalúan las ventajas y desventajas de los distintos métodos, sin embargo este debate está en pleno desarrollo y no existen tendencias definidas en este respecto.

2.1.5. Importación y Exportación

EDELCA es la empresa que dispone de la mayor capacidad de generación dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN). De hecho, más del 60% del consumo de energía del SIN es suplido por la generación de EDELCA.

Por otro lado las otras empresas del SIN que poseen generación son en su mayoría deficitarias en este recurso, por lo que se ven en la necesidad de comprar a EDELCA para de esta manera cumplir con los compromisos de demanda. Sólo la Electricidad de Caracas, tiene capacidad instalada y disponible suficiente para cubrir sus requerimientos de demanda, sin embargo por razones de economía, realiza compras de hidroelectricidad a EDELCA.

En las condiciones actuales donde aun no se ha conformado el MME, las transacciones existentes están basadas en contratos bilaterales entre EDELCA, la única exportadora, y las demás empresas que son las compradoras de hidroelectricidad.

En este caso las tarifas son determinadas por instancias reguladoras relacionadas con el Ministerio de Energía y Minas. Estas se publican en Gaceta Oficial y en la formulación de las mismas, intervienen aspectos como son lineamientos y políticas del Ejecutivo enmarcadas dentro de la administración macroeconómica de las finanzas públicas.

Todas las transacciones entre empresa del SIN se liquidan en la moneda nacional (bolívares).

EDELCA tiene los medios de transmisión necesarios para colocar la energía excedente, en el SIN.

Aunque debe tenerse presente que bajo el Mercado Mayorista los distintos tipos de energía utilizados hasta la fecha desaparecen, hemos considerado importante mencionar la clasificación y criterios aplicados para diferenciar los distintos tipos de energía utilizados en la actualidad.

EDELCA ofrece el fluido eléctrico a las empresas del SIN en las modalidades de Capacidad Firme, Energía Firme, Energía de Sustitución y Energía de Emergencia.

Una empresa contrataría capacidad a EDELCA si la generación disponible en determinado periodo de tiempo no fuera suficiente para cubrir la demanda máxima en potencia de su sistema.

La Energía Firme es una contratación que permite cubrir diariamente un bloque de energía determinado bajo la premisa de no disponer internamente de los recursos de generación necesarios para cubrir dicha energía.

La Energía de Sustitución recibe su nombre del principio que la misma se suministra para sustituir el uso de combustibles fósiles en las empresas que tienen generación térmica. El precio o valor de esta energía, viene asociado al costo del combustible que sustituye. Por la situación particular venezolana, donde el subsidio al gas es un elemento distorsionante, que hace el generar a gas muy competitivo frente a la generación hidráulica, el valor de la energía de sustitución no debiera ser superior al valor de generación con gas.

La Energía de Emergencia es aquella que se suministra por periodos cortos, para cubrir los requisitos de cierta empresa que pueda estar experimentado una condición de déficit fortuita. Si la condición persiste por mas de los días establecidos, la empresa deficitaria debiera contratar capacidad a EDELCA.

Actualmente las relaciones de tipo operacional entre las empresas del SIN están reglamentadas a través del Contrato de Interconexión firmado en diciembre de 1988, mientras se establece el mercado de energía estipulado por la Ley de Electricidad y se crean las nuevas reglas de despacho, operación y liquidación para el SIN. El Contrato adolece de ciertos tópicos contractuales, lo que ha obligado a que las negociaciones en la práctica se lleven de forma bilateral entre EDELCA y cada una de las empresas del SIN, condicionadas a los intereses de cada una de las partes. Por otro lado, la presencia de una regulación tarifaria impide que los servicios prestados por EDELCA se remuneren adecuadamente.

EDELCA para colocar su energía en determinados clientes, requiere utilizar algunas instalaciones del sistema de transmisión de CADAPE. Casos específicos son las ventas a ENELVEN, ENELCO, ENELBAR y a Colombia. EDELCA y CADAPE se han puesto de acuerdo, con base en estudios contratados por ambas partes, para valorar estos servicios y se han establecido metodologías para el cobro del peaje de transmisión. Como consecuencia, CADAPE cobra a EDELCA el servicio de transmisión para permitirle realizar sus ventas de energía a un cliente específico. En la actualidad la valoración del servicio de transmisión prestado por CADAPE se hace mediante la aplicación del método MW-km.

EDELCA participa en el mercado eléctrico de Colombia. Las relaciones entre Venezuela y Colombia en este sentido se establecen a través de ISAGEN, que es la contraparte colombiana. EDELCA e ISAGEN suscribieron un contrato de interconexión que regula las relaciones. La moneda establecida para la liquidación de las transacciones es US\$.

El Sistema Colombiano se maneja en la actualidad mediante una bolsa de energía. En ésta todos los días se presentan las ofertas de cada uno de los generadores. EDELCA participa en forma indirecta a través de ISAGEN. Esta forma de participar tiene una ventaja para EDELCA y es que el riesgo de ésta es mínimo, es decir EDELCA no pierde si ISAGEN hace una oferta cara.

Las ventas de energía a Colombia se hacen mediante una oferta horaria de potencia. El despacho de OPSIS hace la oferta horaria (cantidad de MW) y EDELCA fija el precio. Esta oferta se basa en el conocimiento exacto de las condiciones del mercado en Colombia, a través de la información suministrada por ISAGEN. EDELCA, con base en estas informaciones, determina todos los días una oferta horaria y el costo de la misma.

Para colocar las ventas a Colombia, EDELCA requiere hacer uso del sistema de ENELVEN. En ocasiones este hecho conlleva a que ENELVEN se vea en la necesidad de sincronizar unidades con combustibles líquidos (diesel o fuel oil) para poder soportar el compromiso de venta a Colombia. Por tal motivo el precio de la oferta a Colombia va a estar condicionado por esta operación. El precio va a depender también de las oportunidades que EDELCA vea en cualquier momento dentro del mercado colombiano así como de los precios del mercado interno venezolano.

2.1.6. Situación Institucional del Sector Eléctrico

El sector eléctrico está conformado por 16 empresas eléctricas de diversas características de las cuales cuatro son firmantes del contrato de interconexión vigente. Estas cuatro se caracterizan por poseer generación, transmisión y distribución. La mayor parte de las empresas están en la actualidad en manos del Estado y tan solo algunas son privadas.

Las empresas que más se destacan por sus dimensiones son EDELCA, CADAFE, ENELVEN, Electricidad de Caracas, ENELBAR, ELEVAL y SENECA. De las anteriores, Electricidad de Caracas, ELEVAL y SENECA son empresas privadas y de ellas la que más peso tienen dentro del Sector Eléctrico Nacional, además de ser la única empresa privada firmante del contrato de interconexión vigente, es la Electricidad de Caracas.

Desde la aprobación de la Ley, las empresas, verticalmente integradas, se han abocado a realizar reformas organizacionales, para orientarse a las nuevas disposiciones de la Ley. Para ello han separado su estructura en las distintas actividades que contempla la Ley, tal que ahora la generación, transmisión, distribución y comercialización desde el punto de vista contable, son actividades independientes.

2.1.7. Mercado del Gas

En Venezuela no existe actualmente alguna estructura para la explotación y comercialización del gas que se pudiera denominar Mercado de Gas. El recurso, cuando es requerido por la industria eléctrica que consume el 33% del gas producido y comercializado en el país, es entregado por el único proveedor disponible, PDVSA, bajo contratación directa entre las partes. Los precios actuales del gas están regionalizados y es por ello que se encuentran diferencias significativas entre las distintas partes del territorio, por lo que el costo de generación con gas va a depender entre otras cosas de la ubicación física de las plantas.

El Estado, dentro de su política energética, al igual que aprobó la Ley del Servicio Eléctrico, se abocó a conceptualizar y aprobar de una Ley para el sector gas. Como resultado, el 23 de septiembre de 1999 se publica la Ley de Hidrocarburos Gaseosos, en Gaceta Oficial No. 36.793

Esta establece una serie de disposiciones que fijan la posición del Estado frente al recurso así como las disposiciones asociadas a la exploración, explotación e industrialización del recurso. Establece también los lineamientos para la conformación de un Ente Nacional del Gas que se encargará, entre otras cosas, de definir las bases para elaborar las tarifas del gas.

En lo referente a la industrialización del gas se destaca que ésta actividad podrá ser realizada por el Estado, por entes propiedad del Estado o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado.

El Estado dictará la reglamentación necesaria para la industrialización de los hidrocarburos. Estas reglamentaciones deberán garantizar que se desarrollen parques industriales en zonas donde se facilite el suministro del gas, que los precios y condiciones de suministro permitan la formación de empresas eficientes y competitivas, que se estimule la creación y participación de entes

financieros en la industrialización del gas, entre otras.

Las actividades relativas al gas estarán orientadas primordialmente al desarrollo nacional, mediante el aprovechamiento intensivo y eficiente de este recurso, ya sea en uso doméstico, industrial, como materia prima a los fines de industrialización y para su eventual exportación en cualquier de sus fases. Todas las actividades se realizarán bajo las premisas del uso racional del recurso, la conservación y protección del medio ambiente.

2.2. La Operación

2.2.1. Estructura Jerárquica de la Operación

En la operación del SIN intervienen los despachos regionales de las empresas y el despacho de OPSIS. Esta última reúne a las cuatro empresas firmantes del Contrato de Interconexión. OPSIS opera el despacho de carga nacional y su función básica es coordinar junto con los despachos regionales de cada empresa la operación del SIN. El despacho de OPSIS tiene acceso supervisor sólo a la Red Troncal de Transmisión (RTT), siendo los despachos regionales los encargados de operar las redes de su propiedad, que forman parte de la RTT y las redes regionales de cada área.

Tanto en condiciones normales como en situación de emergencia, la operación de la RTT se hace en coordinación con OPSIS, existiendo una comunicación continua entre los despachos regionales y el despacho de OPSIS.

Todas las maniobras operativas que impliquen energización o desenergización de equipos al nivel de la RTT deben hacerse de manera coordinada con el despacho de OPSIS por lo que cualquier permiso de trabajo debe aprobarse por OPSIS.

Por ser EDELCA la empresa del sector que posee la mayor capacidad de generación y de hecho ser responsable por servir mas del 60% de la energía del SIN, la regulación de la frecuencia a nivel del SIN está en manos de esta generación. El control de AGC de esta generación se realiza directamente desde el despacho regional de EDELCA.

En cuanto a la regulación del voltaje, al nivel de la RTT se realiza mediante la generación de EDELCA y los medios disponibles (compensadores, líneas, transformadores, etc.) al nivel de la red de transmisión; mientras que a escala regional, en cada área, se realiza mediante la generación y los medios de transmisión adecuados.

Así como la operación del sistema se realiza de manera coordinada entre OPSIS y los despacho regionales, los estudios operativos y análisis de situaciones operativas específicas como pueden ser fallas al nivel de la RTT, se realizan también de manera conjunta a través del Comité de Operaciones y los grupos de trabajo que conforman las empresas.

2.2.2. Procedimientos para Interconexiones Internacionales

Actualmente las únicas interconexiones internacionales que posee Venezuela son con Colombia. El nexo físico de interconexión mas importante es una línea en 230 kV por el norte la cual se

deriva de la subestación Cuatricentenario en el sistema de ENELVEN para llegar a la subestación Cuestecitas en Colombia. Originalmente este nexo se construyó como soporte para el sistema Colombiano debido a los diversos problemas de suministro que este presentó en un época. Actualmente el nexo no es usado con tanta regularidad como en el pasado y desde que se estableció el mercado eléctrico colombiano la participación de Venezuela, bajo condiciones normales de suministro en el sistema Colombiano, es vía ofertas en la Bolsa de Energía través de ISAGEN.

En la actualidad

La Ley en el Artículo 8, prevé que los intercambios internacionales estarán sujetos a la opinión del Ministerio de Energía y Minas y que los mismos no deberán desmejorar la calidad y continuidad del servicio así como tampoco incrementar el precio de la energía en el mercado nacional.

La Ley acota que los intercambios internacionales se inscriben dentro de los procesos de integración de energía en América latina y el Caribe y que los mismos se corresponden con los marcos legales e institucionales de los países de la Región, la optimización global de recursos y con la planificación operativa de los sistemas eléctricos nacionales.

Esta contemplado dentro del periodo de transición la definición de los reglamentos que darán forma a los procedimientos para interconexiones internacionales, bajo el nuevo esquema de Mercado en Venezuela.

2.2.3. Ensayos para la habilitación de los Equipamientos

La puesta en servicio de equipos nuevos o reparados que forman parte de la Red Troncal supervisada por OPSIS, se hace de manera coordinada con la empresa propietaria del equipo, siguiendo procedimientos que están orientados en todo momento a garantizar la operación confiable y segura del sistema durante y después de la incorporación y energización del equipo.

Básicamente la secuencia de pasos a seguir para la incorporación de nuevos equipos a la Red Troncal es la siguiente:

- Solicitud de datos: OPSIS solicita a la empresa dueña del equipo, todos los datos necesarios, tales como: descripción y características del equipo a ser incorporado, diagramas esquemáticos unifilares de las subestaciones en o entre las que se colocará el equipo, y los parámetros eléctricos del equipo. Con estos datos OPSIS comienza los estudios pertinentes que permitirán elaborar el programa de energización requerido para el nuevo equipo, según sus características y la parte del sistema donde se incluirá.
- A partir de los diagrama unifilares, OPSIS procede a la actualización de los despliegues utilizados para la operación en las consolas del Centro de Control. Esto incluye informar al personal de apoyo del Centro de Control, sobre los requerimientos de medición analógica y digital al nivel de despacho, para el nuevo equipo. De esta manera se procederá a las actividades que garantizarán los enlaces de comunicación necesarios con el despacho de la

empresa dueña del equipo.

- Solicitar las telemidas al despacho respectivo para que el despacho de OPSIS pueda realizar las actividades de supervisión sobre el equipo.
- Reunión de las partes involucradas para definir el programa de energización del nuevo equipo.
- Crear el documento “ Programa de Energización” donde se describen los pasos a seguir para la energización del nuevo equipo. El documento contiene todos los detalles operativos y secuencias de operación y energización necesaria para la adecuada energización del nuevo equipo, buscando la operación confiable y segura de todo el sistema.
- Realizar los estudios para la maniobras de energización
- Apertura del permiso de energización del permiso.
- Ejecutar el programa de energización aprobado.
- Una vez incorporado el equipo al sistema y probada la operabilidad del mismo bajo los criterios de calidad de operación, se cierra el permiso de energización
- Actualización del libro de despliegues de diagramas unifilares del despacho.
- Notificar al personal de aferición de contadores de energía.
- Actualización del mímico del despacho.
- Actualización del Plano del Sistema Interconectado Nacional.
- Actualización de los limites de transmisión en el sistema, si es el caso.
- Informar al grupo de estadísticas para la incorporación del nuevo equipo en los boletines de OPSIS.

2.2.4. Limites Operativos

Los limites operativos definidos para el Sistema se supervisan desde los Despachos Regionales y el Despacho de OPSIS. Debido a las condiciones actuales del Sistema, para determinadas horas y en determinadas áreas eléctricas se violan en ocasiones los limites de trasferencia entre áreas así como los valores mínimos de voltaje permitidos en operación normal, para garantizar que la demanda de la hora punta, por ejemplo, podrá ser servida sin racionar.

Los limites son determinados por las empresa Interconectadas en conjunto con OPSIS, con base a estudios de simulación de la operación del sistema en diversas condiciones operativas.

2.2.5. Acciones adoptadas en caso de fallas

Dependiendo del tipo de contingencia se toman diferentes acciones según si es para evitar la pérdida del sistema o para la recuperación del mismo. Existen instructivos que permiten resolver situaciones de contingencia, tanto en las áreas eléctricas como en el SIN, con los que se busca reducir al mínimo el impacto negativo de las mismas.

Existen criterios aprobados para la separación de áreas en casos específicos de fallas a nivel del SIN y prácticas operativas a seguir que permiten a cada empresa generar islas internamente y no experimentar grandes racionamientos como consecuencia de una falla externa a nivel del SIN.

En condiciones de emergencia, toda contingencia que involucre la pérdida de la generación de Guri, provocando una falla mayor a nivel del SIN, obliga a cada empresa a tomar acciones correctivas que garanticen un mínimo de racionamiento en sus áreas. La recuperación de la generación afectada, comienza poniendo en servicios la misma. Las unidades de Guri pueden ser puestas en servicio en muy poco tiempo por sus características particulares. El proceso de recuperación siempre es desde Guri hasta al Sistema Occidental (ENELVEN-ENELCO – CADAPE OCCIDENTE) y en el pasado ha tomado entre dos y tres horas, dependiendo de la magnitud de la falla y de la condición en que haya quedado el sistema una vez ocurrida ésta.

Si la falla implicó la pérdida de las líneas de 765 kV, por lo general el proceso de recuperación comienza energizando el sistema de 230 kV desde Guri hasta El Tigre y a través del sistema de 230 kV se sirve carga en la zona de Bolívar. De igual forma en 400 kV se llega desde Guri hasta el Tigre. En 230 kV a través de Sta. Teresa se da tensión a la Electricidad de Caracas, la cual mediante acciones internas debe tener un balance generación - carga desde el momento en que se produjo la separación de áreas. A través de 230 kV se llega al Sistema Central de CADAPE. Si durante el proceso se normaliza alguna de las líneas en 765 kV, se hace uso de la misma para llegar al centro del país.

En el caso del Sistema Occidental, ENELVEN por su cuenta va recuperando su sistema en forma aislada, haciendo uso de todos los recursos disponibles, inclusive la interconexión con Colombia. Cuando el Sistema Occidental está en condiciones de interconectarse con la RTT, se abre la interconexión con Colombia.

En la medida que han ocurrido las contingencias, los instructivos para recuperación del mismo se han ido mejorando, buscando la recuperación en el menor tiempo posible de todas las áreas del SIN.

2.2.6. Centros de Control

Las empresas que integran el Sistema Interconectado Nacional (a excepción de CADAPE) y su centro Nacional de Control, OPSIS (Oficina de Operación de Sistemas Interconectados) están dotados de una modernos Centros de Administración de Energía con menos de dos años de funcionamiento. Desde los mismos se realiza el control y supervisión de los sistemas eléctricos propiedad de cada empresa. Para las redes consideradas Redes Troncal de Transmisión existe una relación de subordinación jerárquica hacia el Centro de Control de OPSIS, el cual circunscribe su actuación a la coordinación de la transmisión y la generación, sin tener atribuciones que le

permitan ejercer en forma directa el control sobre los dispositivos de red.

La nueva plataforma de Centros de Control con que cuentan las principales empresas del SIN, garantiza la flexibilidad de adaptación a los cambios que tendrán que suceder en la relación entre las empresas que conformarán el nuevo Mercado Mayorista de Electricidad.

La empresa que mayor dificultad tendrá en acometer los cambios, que a nivel de Centros de Control deberán implantarse para adaptarse a la Ley del Servicio Eléctrico, será CADAFE debido al tipo de tecnología sobre la cual se desarrollarán las adecuaciones previstas para el proceso de reestructuración sectorial que se adelanta.

Una conclusión evidente del análisis de los nuevos Centros de Control, de OPSIS, EDELCA, Electricidad de Caracas y ENELVEN es que los mismos tienen en forma individual capacidad suficiente para soportar y adaptarse a los nuevos roles de supervisión y control sobre la red eléctrica que les tocará asumir.

En Venezuela los centros de control tendrán que redefinir sus funciones para adaptarse a la nueva estructura sectorial en que deberán:

- Crear y apoyar las funciones del Centro Nacional de Gestión.
- Soportar la operación de las distintas empresas de generación.
- Aceptar las consignas de despacho de generación recibidas desde el Centro Nacional de Gestión.
- Actuar como centros de supervisión y despacho de potencia de las empresas distribuidoras para las cuales deberán existir límites muy definidos entre éstas y aquellas de la(s) empresa(s) de transmisión que resulte(n) de la reestructuración.

Bajo este nuevo esquema y bajo los lineamientos que en la actualidad se desarrollan, las empresas propietarias de los Centros de Control tendrán que decidir donde contribuyen de manera más eficiente en el logro de los objetivos estratégicos de la misma.

En el proceso de implantación de la Ley, las funciones y la estructura organizacional de OPSIS está siendo rediseñada para convertirla en el Centro Nacional de Gestión del Sistema Interconectado Nacional.

Dentro de esta redefinición se prevé que a medida que el mercado evolucione, se deberá adquirir y conectar el EMS que soportará al Centro Nacional de Gestión con un Centro de Administración del Mercado Mayorista (CAMM) y deberá desarrollarse y ponerse en servicio un Sistema de Información de Acceso Simultáneo bajo la tecnología de Internet. (OASIS)

Los nuevos centros de control de las empresas, han sido adquiridos con capacidades de procesamiento y aplicaciones de SCADA y de seguridad bajo una visión de operación integrada verticalmente, como hasta la fecha han venido operando.

La visión u orientación a lo que a futuro será el mercado mayorista, se ha considerado con base en la adquisición de equipos y tecnologías de sistemas abiertos que permiten expandibilidad y flexibilidad para la adaptación de los futuros roles de los mismos.

Las estaciones maestras de cada uno de los centros de control recientemente instalados están dimensionados para satisfacer los requerimientos previsibles de crecimiento para un horizonte mas allá del año 2015. Los mismos están provistos de equipos, programas de SCADA, aplicaciones de seguridad y economía adaptadas a sus necesidades que los facultan para realizar la gestión de las funciones relativas dentro de sus áreas de supervisión.

La Electricidad de Caracas, EDELCA y ENELVEN poseen sistemas de comunicación adecuados a sus requerimientos de adquisición de datos desde sus unidades terminales remotas hasta la estación maestra.

CADAFE, posee una infraestructura de comunicación propia la cual está limitada en calidad y velocidad de los canales de comunicación. El proceso de automatización de la captura de datos de los parámetros de la red mediante UTR se ha venido desarrollando en forma progresiva.

OP SIS posee remotas propias en las principales subestaciones. Sin embargo, según ha evolucionado el Sistema Interconectado Nacional, ha dejado de instalar sus propias UTR para depender mas de los enlaces entre centros de control denominados CCR. En la actualidad existen dos tipos de enlaces; unos que funcionan en ambientes de redes bajo protocolo ICCP y otros que funcionan sobre canales de comunicación de baja velocidad.

OP SIS además de recibir información desde las empresas, actúa como enlace de las mismas al ser un nodo mas de una red de área amplia, hacia otras empresas que por razones inherentes a su modelo de seguridad requieran de la misma.

Se puede afirmar que ante el proceso de reestructuración sectorial que se adelante y futuros intercambios entre países, los niveles jerárquicos de mayor importancia de supervisión y control están en condiciones de adaptarse a los nuevos esquemas de interacción entre las empresas que impone la Ley y a posibles acuerdos de intercambio e interconexión internacionales que se suscriban.

2.3. Criterios de Calidad

2.3.1. Reglamentación del despacho del sistema

Los criterios básicos de desempeño estáticos y dinámicos están establecidos en el Contrato de Interconexión vigente. Los criterios generales de operación que se enuncian en el Contrato son:

- “ La operación del Sistema Interconectado Nacional se hará de tal forma que garantice la calidad del servicio y la confiabilidad del sistema, en la forma mas económica, en condiciones normales o durante contingencias, de acuerdo con la normativa establecida por el Comité de Operación para cumplir con la política energética dictada por el Ejecutivo Nacional.”

- “ Los Sistemas Eléctricos de las PARTES serán operados de tal forma que bajo contingencia sencilla por pérdida de cualquier elemento de la red, no se excedan las capacidades térmicas de los equipos en régimen permanente ni las de corto tiempo. Las tensiones en las barras de las subestaciones de la Red troncal de transmisión se mantendrán entre 97% y 102% de la tensión nominal en condiciones normales y entre 95% y 105% de la tensión nominal en condiciones de emergencia, en operación de máxima y mínima carga. Los Sistemas Eléctricos de las PARTES serán operados de tal forma que, en lo posible, un incidente en el Sistema de una de las PARTES no afecte la Red Troncal de Transmisión ni influya en la prestación del servicio a otra PARTE.”
- “ En caso de una interrupción de servicio de una porción del Sistema Interconectado Nacional, que no afecta la Red Troncal de Transmisión, la PARTE o PARTES afectadas serán responsables por el restablecimiento oportuno y diligente de su Sistema Eléctrico y mantendrán informada constantemente a OPSIS.”
- “ En el caso de interrupción del servicio en parte o en todo el Sistema Interconectado Nacional se dará prioridad durante el restablecimiento del Sistema a la recuperación de la Red Troncal de Transmisión, con el fin de restablecer el servicio en las principales Áreas de acuerdo con las prioridades establecidas por el Comité Ejecutivo.”
- “ Se proveerá de suficiente Capacidad de Reserva Operativa al Sistema Interconectado Nacional para soportar sin reducción de carga la contingencia sencilla de mayor severidad, permitiendo un error de proyección de demanda máxima diaria del uno (1) por ciento.”
- “ Para la distribución de la Capacidad de Reserva Rodante y de la Reserva Rápida a través de todas las plantas del Sistema Interconectado Nacional se considerarán los requerimientos de Capacidad de Protección de Área y la utilización económica de la capacidad de generación.”
- “Cada PARTE deberá operar sus instalaciones de generación y transmisión de tal forma que se mantenga una Capacidad de Reserva Operativa equivalente a un porcentaje de la Demanda Eléctrica prevista en la PARTE”.
- “En caso de emergencia de alguna de las PARTES se proporcionara ayuda a la PARTE necesitada, sin que se ponga en peligro la integridad del Sistema Interconectado Nacional y sin que se afecte la presentación del servicio de las PARTES”.
- “Se preverá la instalación de equipos para racionamiento automático de carga en cada caso”.
- “La Capacidad de Generación Hidráulica Firme ya la Energía Hidroeléctrica Firme disponibles y no comprometidas podrán ser utilizadas por las PARTES que la solicitaren, proporcionalmente a sus demandas eléctricas máximas previstas. En casos de emergencia de alguna PARTE o PARTES este intercambio se suspenderá para atender la emergencia, si es necesario.”

El Comité de Operaciones a través de diversos estudios operativos en condiciones normales y de falla a nivel del Red Troncal y de cada Área eléctrica ha establecido criterios y practicas operativas que soportan las exigencias del contrato de interconexión.

2.3.2. Control Efectivo de la Capacidad Exigida

Actualmente no se aplican penalizaciones por violaciones a los niveles de desempeño o por no cumplimiento de suministro de energía, entre las empresas del Sistema Interconectado Nacional. La única experiencia sobre este particular es el sistema de la isla de Margarita SENECA, el cual fue vendido a un agente privado y al cual se le exigieron cumplir con unos indicadores de calidad, con aplicación de penalizaciones en caso de violar los indicadores establecidos.

2.3.3. Reglamentación de la regulación de Frecuencia y Reservas Operativas

La reserva operativa disponible del Sistema Interconectado Nacional debe ser tal que la pérdida de una de las unidades de 600 MW de la planta hidroeléctrica de GURI no afecte la operación normal, confiable y segura del Sistema.

La regulación de frecuencia del sistema mediante control de AGC se realiza básicamente mediante las unidades hidroeléctricas de la planta de GURI, por ser estas las unidades de más rápida respuesta frente a variaciones de la demanda y porque en GURI se encuentra la mayor cantidad de generación del sistema. La regulación de frecuencia del sistema viene acompañada por botes de cargas para casos de emergencia, ubicados en las áreas eléctricas con generación térmica y/o deficitarias en generación.

2.3.4. Esquemas de Control de Emergencia ante Perturbaciones Severas

Actualmente existen planes coordinados dentro del Sistema Interconectado, para afrontar contingencias severas. Estos incluyen bote de cargas en las áreas involucradas, formación de islas y disponibilidad de capacidad para “blackstart”.

Para casos de contingencias severas donde la frecuencia del sistema se pueda ver comprometida de manera significativa, se activan botes de carga programados en cada una de las áreas eléctricas involucradas a fin de garantizar la recuperación de la frecuencia. El criterio general es de cuatro escalones o botes de carga para desviaciones de frecuencia por debajo de los 58.9 Hz. La siguiente tabla muestra los ajustes para bote del carga en el Sistema Interconectado.

Frecuencia (Hz)	Desviación (Hz)	Bote (MW)
58.9		438
58.7	0.2	278
58.5	0.2	264
58.3	0.2	529

Según las características estructurales y operativas de cada área del Sistema Interconectado existen implementados diferentes esquemas para la separación de áreas y formación de islas eléctricas.

Los esquemas adoptados en el Sistema actualmente son:

Electricidad de Caracas: Por frecuencia menor a 58.25 Hz o voltaje menor a 0.7 p.u. y potencia inversa.

ENELVEN: Por frecuencia menor a 58.25 Hz o voltaje menor a 0.92 pu y rampa de frecuencia de -1.5Hz/seg .

CADAFE Occidente: Por frecuencia menor a 58.30 Hz o rampa de frecuencia de -1.5Hz/seg .

EDELCA: Por frecuencia menor a 57 Hz y rampa de frecuencia de -0.20/seg .

En cuanto a la capacidad de “blackstart” la Electricidad de Caracas dispone de un sistema actualizado tecnológicamente para dar este soporte a sus unidades de la planta de OAM, en caso de una contingencia mayor que involucre la pérdida total de la generación.

2.3.5. Potencia Reactiva

Actualmente la reserva de reactivos para casos de emergencia se mantiene a nivel de los Compensadores Estáticos (SVS) ubicados el sistema de 765 kV, en las unidades de generación de Guri y en las de Planta Centro. Esta reserva es soportada por las maniobras a nivel de los taps de los transformadores, maniobras en líneas y equipos de compensación reactiva en las áreas eléctricas.

2.3.6. Característica de diseño de los equipos e instalaciones

Cada una de las empresas mantiene normas y criterios propios para la operación en condiciones normales y bajo contingencias de los equipos, criterios éstos que están orientados a la operación segura de los sistemas. Sin embargo existen áreas eléctricas donde en la actualidad por las restricciones presentes en sus sistemas se ven en la necesidad de operar sus equipos a plena capacidad o mayor para garantizar el suministro de la demanda y no racionar en las horas de punta.

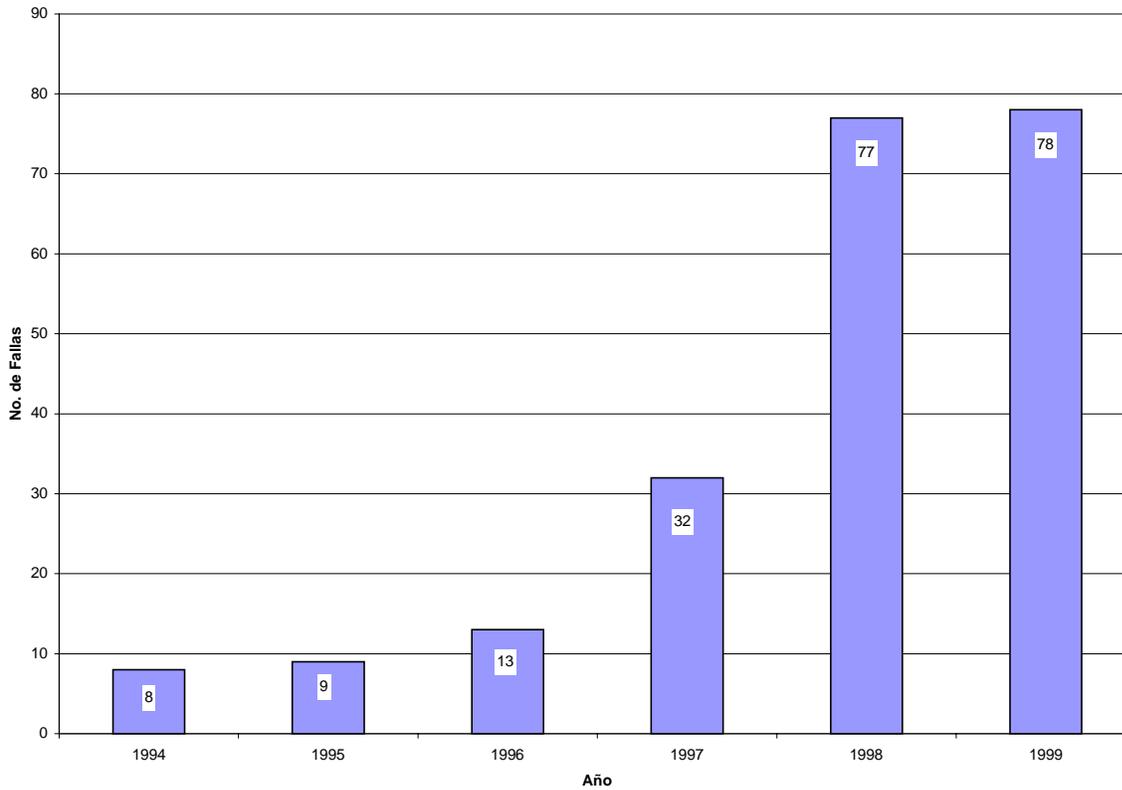
En cuanto a los criterios de diseño de las subestaciones y plantas regionales de cada área, cada empresa tienen criterios propios de acuerdo a sus niveles de voltaje y características de las redes. Al nivel de interconexiones los criterios de diseño son acordados entre las partes.

2.4. Resultados Operativos

Debido al creciente deterioro del sistema como consecuencia de la ausencia de la inversiones que se han requerido desde hace algunos años para garantizar atender a la demanda bajo los niveles de calidad y seguridad deseados, el número de fallas que han involucrado la pérdida de bloques

importantes de demanda se ha incrementado considerablemente. La siguiente gráfica muestra el numero de fallas anuales que han involucrado la pérdida de más de 100 MW:

Fallas en el Sistema Interconectado que han involucrado pérdida de mas de 100 MW



Para medir la confiabilidad del sistema las empresas y OPSIS llevan índices estadísticos tanto para los sistemas de generación como los de transmisión, en mayor o menor detalle dependiendo de las necesidades específicas. Por lo general, estos índices son los conocidos internacionalmente y en la mayoría de los casos son los índices aprobados y manejados por la CIER para evaluar confiabilidad en estos sistemas.

En cuanto a la participaron del Estado frente a eventos de fallas en el sistema, éste sólo se involucra cuando los mismos han sido de tal severidad que han representado la pérdida de gran parte del sistema nacional y la duración del mismo ha sido lo suficientemente prolongada como para provocar pérdidas importantes. Cuando la falla afecta de manera considerable a la región capital donde el Gobierno tiene su sede, por lo general se solicitan informes. En todos los casos anteriores el Estado realiza interpelaciones, solicita informes de fallas y acciones correctivas para evitar que el evento se repita.

FUENTES DE INFORMACION

1. FUNDELEC, Estudio de Planificación Operativa, Informe 5.2, Septiembre 1998;
2. FUNDELEC, Estudio de Planificación Operativa, Informe 2.2, Septiembre 1998;
3. Ley del Servicio Eléctrico, Gaceta Oficial No. 36.791, 21 de Septiembre de 1999;
4. OPSIS, Especificaciones del SCCO, 1998
5. FUNDELEC, Plan de Normativa de la Ley del Servicio de Electricidad, enero 2000;
6. ENTREVISTAS:
 - Organo Entrevistado: OPSIS;
 - Persona Contacto: Ing. Michele Ricucci
 - Motivo de la entrevista: Operación del Sistema Interconectado Nacional;

 - Organo Entrevistado: FUNDELEC;
 - Persona Contacto: Lic. Nelly Barvo
 - Motivo de la entrevista: Calidad de Servicio;

 - Organo Entrevistado: EDELCA;
 - Persona Contacto: Ing. Oscar Zambrano
 - Motivo de la entrevista: Transacciones Comerciales;

 - Organo Entrevistado: Ministerio de Energía y Minas;
 - Persona Contacto: Ing. Victor Poleo
 - Motivo de la entrevista: Marco Institucional;

 - Organo Entrevistado: CAVEINEL;
 - Persona Contacto: Ing. Carlos Pérez Mibelli
 - Motivo de la entrevista: Situación Institucional del Sector Eléctrico;