



GOBIERNO DE LA
REPUBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

RESOLUCIÓN CREE-105

RESULTADOS

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica mediante Resolución CREE-061 del 29 de enero de 2018 aprobó la adjudicación a la empresa consultora Mercados Energéticos el Contrato de Servicios de Consultoría No. CREE-01-2018 para la elaboración de la Norma Técnica del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales y la Norma Técnica del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

Esta firma consultora ha elaborado los informes finales de dichas normas contratada, mismas que fueron revisadas tanto por la unidad técnica de la institución como por el grupo de trabajo interinstitucional que se formó con el fin de socializar estos productos.

La Unidad Técnica de esta Comisión ha establecido que los documentos elaborados cumplen con el contrato antes referido y por lo tanto, con los términos de referencia que son parte del mismo.

CONSIDERANDOS

Que de acuerdo en lo establecido en la Constitución de la República, el titular del Poder Ejecutivo, ejercerá la supervisión, vigilancia y control de la Industria Eléctrica por medio de la CREE.

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el veinte (20) de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que la Ley General de Industria Eléctrica de forma expresa señala que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, a través de sus Comisionados adopta sus resoluciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que la CREE puede contratar la asesoría profesional, consultorías y peritajes que requiera para sus funciones.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica le otorga al Directorio de Comisionados la potestad para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-28-2018, del 7 de diciembre de 2018, el Directorio de Comisionados acordó emitir la presente Resolución:



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3, literal F, romano III, XV, literal I de la Ley General de La Industria Eléctrica y el Artículo 4 del Reglamento Interno del Directorio de Comisionados de la CREE, por unanimidad de los Comisionados presentes.

RESUELVE

- A) Aprobar el Informe Final de la Norma Técnica del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.
- B) Aprobar el Informe Final de la Norma Técnica de Planificación de la Expansión de la Red de Transmisión.
- C) Instruir a la Dirección Ejecutiva para que de conformidad con las regulaciones legales pertinentes y lo establecido en el Contrato de Servicios de Consultoría CREE-01-2018 pague los productos aprobados.
- D) Comuníquese.


GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA




OSCAR WALTHER GROSS CABRERA

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

Elaboración de Normas Técnicas de Planificación de la Expansión de la Red de Transmisión y Plan Indicativo de la Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales

INFORME FINAL (A)

Preparada para:



GOBIERNO DE LA
REPUBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Noviembre, 2018

P 222-17



ELABORACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

CONTENIDO

1. OBJETO.....	3
NORMA TÉCNICA PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	4
TÍTULO I: DISPOSICIONES GENERALES.....	4
CAPÍTULO I: OBJETO, ÁMBITO DE APLICACIÓN, ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES	4
CAPÍTULO II: REQUERIMIENTOS Y ENVÍO DE INFORMACIÓN.....	8
TITULO II CRITERIOS, PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA A CONSIDERAR PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	17
CAPÍTULO I. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN	17
CAPÍTULO II. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	21
CAPÍTULO III. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA.....	22
CAPÍTULO IV. PRONÓSTICO DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE	24
CAPÍTULO V. DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO	25
TITULO III RESULTADOS,	27
CAPITULO I. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	27
CAPITULO III. APROBACIÓN Y PUBLICACIÓN.....	28

ELABORACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

INFORME FINAL (A)

1. OBJETO

El presente informe documenta las tareas realizadas por Mercados Energéticos Consultores (ME) de Argentina para el Gobierno de la República de Honduras y la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) de Honduras en cumplimiento del **Contrato No. CREE-01-2018**. Los trabajos de consultoría se iniciaron el 22 de marzo de 2018, conforme a la Orden de Inicio recibida.

Este documento es el **INFORME FINAL** el cual presenta el diseño final propuesto de la Norma Técnica correspondiente al Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales y de la Norma Técnica correspondiente al Plan de Expansión de la Transmisión.

El **INFORME FINAL** se presenta en dos partes:

- #1. **INFORME FINAL (A)**: Corresponde al diseño final de la Norma Técnica correspondiente al Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Conexiones Internacionales
- #2. **INFORME FINAL 3 (B)**: Corresponde al diseño final de la Norma Técnica correspondiente al Plan de Expansión de la Transmisión

Este documento es el **INFORME FINAL 3 (A)**

El informe incluye respuestas a todas las observaciones recibidas respecto a los Informe de Avance #1, #2 y #3.

**NORMA TÉCNICA
PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y
DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES**

TÍTULO I: DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I: OBJETO, ÁMBITO DE APLICACIÓN, ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES

Artículo 1: Objeto y Ámbito de Aplicación. El objeto del presente Norma Técnica es establecer los procedimientos que deberá utilizar el Operador del Sistema (ODS) para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales correspondiente al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Honduras, en cumplimiento de lo establecido al respecto en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, Capítulo II, Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

Artículo 2: Acrónimos

BDD: Base de Datos utilizada para los estudios de Planificación

CCSD: Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del SIN de Honduras

CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

EOR: Ente Operador Regional

MEN: Mercado Eléctrico Nacional

MER: Mercado Eléctrico Regional

ODS: Operador del Sistema y Administrador del Mercado Mayorista

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

RLGIE: Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica

ROM: Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

RTR: Red de Transmisión Regional

SIN: Sistema Interconectado Nacional de Honduras

Artículo 3: Definiciones.

Agentes Consumidores: Agentes del mercado que compran electricidad para su consumo propio o el de sus clientes minoristas. Serán agentes compradores las Empresas Distribuidoras y comercializadoras, los Grandes Consumidores y los Consumidores Calificados, siempre que cumplan con los requerimientos establecidos al respecto en el REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (RLGIE) y en el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA (ROM).

Agentes del Mercado: Las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y Consumidores Calificados que cumplan con los requisitos fijados en el (RLGIE) y en el (ROM).

Agente Productor: Son Agente del Mercado que generan electricidad para su venta en el MEN. Serán Agentes Productores las empresas generadoras siempre que cumplan con los requisitos fijados en el (RLGIE) y en el (ROM).

Consumidor Calificado: aquel cuya demanda exceda el valor fijado por la CREE, y que está facultado y ejerce su derecho a comprar energía eléctrica y/o potencia a las empresas distribuidoras o bien directamente de generadores y/o comercializadoras, a precios libremente pactados con ellos; o en el mercado de oportunidad nacional o en el MER.

Contratos Firmes en el MER: Son contratos suscriptos entre Agentes del MER en base a los cuales se establecen compromisos de entrega por parte de un Agente Productor localizado en un país y retiro por parte de un Agente Consumidor de las cantidades acordadas de Energía Firme durante el plazo acordado. Dichos contratos deben tener además capacidad firme de transporte en la RTR de forma de garantizar los intercambios de energía contratados.

Despacho Económico: Programación optimizada de las unidades generadoras que resulta de minimizar los costos de suministrar la demanda eléctrica.

Grandes Consumidores: Son consumidores de energía de gran tamaño que compran sus requerimientos de energía y potencia a Empresas Distribuidoras.

Ley: Ley General de la Industria Eléctrica de la República de Honduras publicada en La Gaceta el 20 de mayo del 2014 (n° 33431).

Mercado de Contratos: Conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad pactadas entre agentes del MEN.

Mercado de Oportunidad: Conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo entre los agentes del MEN con base en los resultados del despacho económico realizado por el Operador del Sistema.

Mercado Eléctrico Nacional (MEN): Es el conjunto de transacciones que realizan los Agentes dentro del Mercado de Contratos y el Mercado de Oportunidad.

Mercado Eléctrico Regional (MER): Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes habilitados.

Normas Técnicas (NT): Son las disposiciones técnicas emitidas por la CREE de conformidad con la Ley y el Reglamento DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA, que establecen las condiciones, especificaciones, características de diseño, construcción, operación, calidad, sanciones y/o multas, e indemnizaciones para la generación, transmisión, operación, comercialización y distribución de energía eléctrica, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para completar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del subsector eléctrico.

Operador del Sistema (ODS): Entidad de capital público, privado o mixto, sin fines de lucro, encargada de la operación del Sistema Interconectado Nacional y su integración en el Sistema Eléctrico Regional, y de la operación del Mercado Eléctrico Nacional y su integración en el Mercado Eléctrico Regional.

Planificación de Largo Plazo: Programación de la operación del SIN con un horizonte plurianual en base a la cual se determina el despacho de las unidades de generación que permite abastecer la demanda a mínimo costo dentro del horizonte de simulación.

Precio Nodal: Costo de atender un incremento marginal de energía demandada en ese nodo, que es calculado para cada nodo del sistema principal de transmisión e intervalo de operación del mercado.

Programación Hidrotérmica: Programación de la operación de la generación con el objetivo de minimizar los costos de suministrar la demanda en un plazo determinado considerando las restricciones de operación de las unidades térmicas e hidráulicas y que permite calcular el valor del agua almacenada en los embalses.

Red de Transmisión Regional (RTR): Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

Sistema Principal de Transmisión (SPT): Es aquel formado por las instalaciones de transmisión que sean cedidas en cumplimiento de la disposición transitoria del art. 29 de la Ley, y por las ampliaciones futuras a realizar de acuerdo con los planes de expansión de la transmisión, incluidas las necesarias para conectar las instalaciones de distribución, y catalogadas como tales por el Operador del Sistema.

Artículo 4: Lineamientos generales.

La elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales estará a cargo del Operador del Sistema (ODS) el cual tendrá el rol de un **Órgano Técnico Especializado**.

El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión deberá considerar como referencia el Plan Indicativo de Expansión de la Generación resultante de lo establecido en la presente Norma Técnica.

Los lineamientos generales que el ODS deberá seguir para la elaboración de los Planes antes indicados son los siguientes:

- a. Cumplir con las políticas gubernamentales establecidas por la Secretaría de Energía.
- b. Determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales que deben ser desarrolladas para:
 - Aumentar la Capacidad de Generación para satisfacer el crecimiento de las demanda con una adecuada calidad de servicio.
 - Minimizar el costo total actualizado de inversión y operación del sistema eléctrico.
 - Favorecer la integración regional y la competencia para el abastecimiento de la demanda
- c. El proceso de planificación debe ser transparente, participativo, y debe prever su propia evolución continua como resultado de la acumulación de experiencias y de los aportes de todos los involucrados e interesados en el mismo.
- d. Tomar en cuenta cualquier otro criterio / metodología que en el futuro defina la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.

Para la determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación el ODS deberá considerar que la demanda de Honduras debe ser abastecida a mínimo costo total (suma de costos de inversión, operación y energía no servida) con la producción de los generadores localizados en Honduras y, de ser conveniente, con importación de energía desde el MER cumpliendo con los lineamientos que en tal sentido establezca la Secretaría de Energía.

El procedimiento que utilizará el ODS para determinar Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales es el indicado en la presente Norma Técnica.

Artículo 5: El Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales elaborado por el ODS deberá presentar en detalle todos los datos, las metodologías, los criterios, debidamente descritos y fundamentados, y los resultados de modo tal que cualquier inversionista o analista pueda obtener resultados similares con la información suministrada en el documento correspondiente al Plan de Expansión y el proceso de planificación pueda ser auditado. El documento correspondiente al Plan de Expansión propuesto deberá acompañarse con figuras, tablas y gráficas, en forma clara y en cantidad suficiente, para facilitar el análisis del Plan propuesto, las cuales deberán ser convenientemente referenciadas y explicadas.

Artículo 6: Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales. Como parte del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales el ODS deberá incluir un análisis de la metodología aplicada, resultados obtenidos, problemas encontrados y la forma en que fueron resueltos, y propuestas de mejoras en la metodología para ser aplicadas en las futuras revisiones del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales. La CREE deberá analizar los comentarios / recomendaciones realizados por el ODS y, de considerarlo necesario, realizará los ajustes requeridos en la presente Norma Técnica tendientes a mejorar el proceso de planificación.

Artículo 7: Plazos. El Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales se elaborará cada dos (2) años, tomando como referencia el Plan del bienio anterior, y deberá cubrir un horizonte como mínimo de diez (10) años y un máximo de (20) años de considerarlo el ODS conveniente.

Los estudios que forman parte del Plan de Expansión serán realizados en un plazo máximo de (2) años. El documento correspondiente al Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales será presentado por el ODS a la CREE antes del treinta (30) de septiembre del año previo al de entrada vigencia del Plan de Expansión propuesto. En la misma fecha el ODS remitirá dicho documento a la Secretaría de Energía y lo hará público en su página WEB con acceso al público en general.

La Secretaría de Energía, los agentes del mercado y todo otro interesado debidamente identificado podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el ODS, dentro de los siguientes treinta (30) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos apropiados.

Una vez concluido el proceso de elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales, el ODS lo remitirá a la CREE para su revisión y aprobación final. El Plan deberá ser publicado por la CREE, a más tardar en la primera quincena de enero del año siguiente que corresponda.

CAPÍTULO II: REQUERIMIENTOS Y ENVÍO DE INFORMACIÓN

Artículo 8: Envío de información. Los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores deberán remitir al ODS la información requerida para la realización del **Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales** conforme se indica en la presente Norma Técnica. A tal efecto el ODS deberá definir la información necesaria y la forma de presentación de la misma. La información requerida será notificada por el ODS a los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores a más tardar el 15 de enero del año en que se realicen los estudios correspondientes al Plan de Expansión.

Artículo 9: Plazos para la recepción de la Información requerida. Los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores deberán remitir al ODS la información requerida a más tardar el último día del mes de febrero posterior al requerimiento del ODS. Información que sea recibida por el ODS posterior a dicha fecha será considerada por el ODS sólo a modo de referencia pudiendo ser utilizada en el proceso de planificación de considerarlo el ODS conveniente.

Artículo 10: Información Faltante. La información requerida por el ODS y que no sea oportunamente remitida por los Agentes del Mercado será estimada por el ODS de acuerdo con su mejor criterio incluyendo en el documento final las justificaciones correspondientes.

Artículo 11: Base de Datos (BDD). El ODS desarrollará, mantendrá y administrará una Base de Datos estructurada según un modelo integrado de datos, que contendrá toda la información necesaria para realizar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.

La información que contendrá la BDD será la establecida en la presente Norma Técnica y aquella información adicional que el ODS requiera para el desarrollo de sus funciones y el cumplimiento de sus responsabilidades en relación con la determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.

La BDD deberá actualizarse principalmente con información producida por el ODS y con la información oportunamente suministrada por la Secretaría de Energía, los Agentes del Mercado, Grandes Consumidores y el Ente Operador Regional (EOR).

Los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores deberán contribuir a la integración de la BDD aportando al ODS las informaciones técnicas que se les soliciten y cualquier otra que estimen sea necesaria.

El ODS deberá definir procedimientos de comunicación para el intercambio de información, especificando el tipo de información requerida, el formato en que los datos deben ser suministrados y, en casos particulares, los plazos en que se deberá suministrar la información.

Con respecto a la información que suministren los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores la misma será considerada en principio como **información válida**. El ODS definirá un procedimiento de revisión y objeciones, de acuerdo con cada tipo de información, con el propósito de identificar posibles errores de transcripción y comunicación. De ser el caso solicitará la subsanación de los mismos en el plazo que oportunamente se indique.

En lo que respecta a la información técnica, la BDD deberá incluir las características técnicas de los generadores, los datos de la demanda por cada nodo del Sistema de Transmisión y cualquier otra información necesaria para la realización de los estudios que se requieran para determinar

el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.

La BDD incluirá la información técnica que se indica a continuación más toda aquella que el ODS considere relevante para la determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales:

- a) *Datos Técnicos de Generadores: datos y parámetros de las instalaciones de generación (unidades generadoras, turbinas, gobernadores, excitadores, etc.);*
- b) *Datos operativos de las unidades generadoras: parámetros de arranque y parada, generación mínima, capacidad máxima, restricciones operativas, etc.;*
- c) *Datos de Demanda: perfiles de la carga de cada nodo, proyecciones y característica de la demanda, etc.;*
- d) *Programación de Mantenimiento: planes de mantenimiento de las instalaciones de generación;*

Con relación a la BDD, el ODS deberá cumplir lo siguiente:

- a) *Organizar y mantener la BDD con las características y parámetros de generadores, características, perfiles y proyecciones de la demanda nacional;*
- b) *Organizar una base de datos de la operación histórica del SIN;*
- c) *Revisar la información que suministren los Agentes del Mercado, la Secretaría de Energía, los Grandes Consumidores, el EOR y toda otra información recibida de interesados en general.*
- d) *Centralizar toda la información técnica recibida;*
- e) *Organizar, mantener y administrar la BDD;*
- f) *Velar porque la información de la BDD se mantenga actualizada, y;*
- g) *Definir los formatos para el suministro de la información de la BDD.*

El ODS es el responsable de solicitar la información requerida y mantener actualizada la BDD. Las actualizaciones deberán realizarse cuando se produzcan cambios en la demanda, cuando se agregue o retire generación, y cuando se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional.

En el caso en que un Agente del Mercado o un Gran Consumidor no suministre al ODS información actualizada requerida, el ODS utilizará la información más reciente de que disponga y/o datos típicos conforme su experiencia y antecedentes internacionales, documentará la información faltante y los criterios asumidos para su determinación, según corresponda, y notificará de esto a la CREE.

El ODS deberá definir la forma y medios mediante los cuales se actualizará la información en la BDD. El ODS informará oportunamente a los Agentes del Mercado, Grandes Consumidores los datos que requieran ser actualizados, la manera como dicha información deberá ser enviada al ODS y las fechas en que los datos deberán ser suministrados.

Artículo 12: Información Requerida de los Distribuidores, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores. Los Agentes del Mercado Distribuidores y Consumidores Calificados y los Grandes

Consumidores deben proporcionar al ODS la información de demanda histórica, actual y pronosticada. Los datos de demanda requeridos son:

1. Datos de demanda (potencia activa y reactiva) y energía activa.
 - a. Los distribuidores deben proporcionar la información de la demanda relacionada con su sistema de distribución.
 - b. Los Consumidores Calificados, Grandes Consumidores, Autogeneradores y Cogeneradores deben proporcionar los datos de demanda que requieren sus respectivos sistemas.
2. Datos de demanda (potencia activa) diaria:
 - a. Los Distribuidores, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores deberán proporcionar la información de demanda requerida para construir las curvas de carga diaria en cada uno de sus puntos de interconexión.
 - b. Demanda máxima diaria, no coincidente, en los puntos de interconexión, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
 - c. Demanda diaria en los puntos de interconexión, a la hora que ocurre la demanda "máxima" del sistema, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
 - d. Demanda diaria en los puntos de interconexión, a la hora que ocurre la demanda "mínima" del sistema, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
3. Pronóstico de demanda para los próximos diez (10) años. Con el fin de establecer los requerimientos de demanda y energía en el SIN, los Distribuidores, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores deberán proporcionar al ODS un pronóstico mensual de demanda activa y energía activa para los próximos 10 años de su respectivo sistema.
4. El ODS podrá solicitar a los Distribuidores, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores información adicional de pronóstico de demanda, en cualquier período del año, cuando se requieran hacer análisis adicionales del sistema.
5. Información adicional que deberá ser proporcionada a requerimiento del ODS:
 - a. Detalles de las demandas individuales que tienen características atípicas.
 - b. La sensibilidad de la demanda activa y reactiva a las variaciones de voltaje y frecuencia del SIN.
 - c. El desbalance de fase promedio y máximo que el cliente espera que su demanda le cause al SIN.
 - d. Detalles de todas las demandas que podrían causar fluctuaciones de tensión / frecuencia severas al SIN.
6. Los datos anuales de energía activa a suministrar por cada agente Distribuidor al ODS deben ser desglosados en las siguientes categorías de clientes:
 - a. Residenciales
 - b. Comerciales
 - c. Industriales
 - d. Gobierno

- e. Consumidores Calificados
- f. Alumbrado Público
- g. Pérdidas del Sistema
- h. Otros

Artículo 13: Información Requerida a los Generadores. Los Agentes Generadores, con una central de generación actualmente en operación comercial o en construcción o que se considere que el proyecto tiene una alta factibilidad de concreción, y que se conecten al SIN, deberán suministrar al ODS, los datos relativos a la planta de generación: históricos, actuales y de diseño, según corresponda, de acuerdo a lo señalado en la presente Norma Técnica.

Artículo 14: Información Requerida a los Generadores Hidráulicos. En el caso de generadores hidráulicos, se deberá proporcionar la siguiente información:

1. Datos de Identificación de la Central
 - a. Nombre de la Planta.
 - b. Tipo de Planta: Filo de agua / Embalse
 - c. Potencia Instalada y Potencia Efectiva en sitio (MW).
 - d. Energía Generada anual para condiciones hidrológicas promedio (GWh/año).
 - e. Fecha de entrada de operación (mes, año).
 - f. Para proyectos en construcción el Cronograma de Ejecución del Proyecto hasta su puesta en servicio comercial.
2. Datos de Topología
 - a. Aporte Hidrológico.
 - b. Descarga.
 - c. Vertimiento.
 - d. Centrales / Proyectos aguas arriba.
 - e. Centrales / Proyectos aguas abajo.
 - f. Ubicación esquemática (Diagrama).
3. Base Histórica de Caudales. Caudales medios mensuales en cada estación hidrológica, en archivo digital tipo hoja de cálculo. Este archivo debe contener toda la información disponible.
4. Características Operacionales
 - a. Cota mínima y máxima de operación (msnm).
 - b. Cota de descarga (msnm).
 - c. Caída Neta (m).
 - d. Caída Bruta (m).
 - e. Pérdidas Hidráulicas medias en las conducciones (m).
 - f. Caudal Turbinado de Diseño (m³/s).

-
- g. Caudal Ecológico (m³/s).
 - h. Días de mantenimiento al año.
5. Información de las Unidades de Generación
- a. Número de unidades de Generación.
 - b. Potencia por unidad (MW).
 - c. Curvas de eficiencia Turbina-Generador (p.u.).
 - d. Tasa de salidas forzadas (p.u.).
 - e. Tasa de salidas programadas (p.u.). Duración de los mantenimientos (hs/año)
 - f. Porcentaje de Sobrecarga
6. Características del Embalse
- a. Cota máxima (msnm).
 - b. Cota mínima (msnm).
 - c. Tabla Cota-Área-Volumen del embalse. (Tabla de 5 ó más puntos, incluir mínimos y máximos y las curvas correspondientes).
 - d. Área del embalse (Km²).
 - e. Volumen del embalse (millones de m³).
7. Otros Datos
- a. Tabla con los datos de los coeficientes de producción (MW/m³/seg) por cada nivel de almacenamiento definido en la tabla cota – área – volumen del embalse.
 - b. Caudal turbinado mínimo (m³/s) a usar para representar restricciones en la operación de la turbina o de controles ambientales, suministro del agua o restricciones de navegación.
 - c. Caudal turbinado máximo (m³/s) – capacidad máxima de turbinamiento.
 - d. Factor de regulación para central filo de agua.
 - e. Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso.
 - f. Costos de O&M; Fijo Anual (U.S.\$/ kW), Variables (U.S.\$/ MWh)
 - g. Costos Operacionales típicos que estén asociados con la producción de energía (U.S.\$/ MWh) (ej. Seguros, Cargos por uso del sistema de transmisión, cargos de administración, etc.)
 - h. Vida útil (años).

Artículo 15: Generadores Térmicos: En el caso de generadores térmicos, se deberá proporcionar la siguiente información:

1. Datos de Identificación de la Central
 - a. Nombre de la Central.
 - b. Tipo de Tecnología.

-
- c. Capacidad Instalada y Efectiva en sitio (MW)
 - d. Fecha de entrada de operación (mes, año).
 - e. Para proyectos en construcción el Cronograma de Ejecución del Proyecto hasta su puesta en servicio comercial.
 - f. Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso.
2. Características Operacionales
 - a. Costo Variable de O&M (U.S.\$/MWh) por tipo de combustible.
 - b. Costo Fijo Anual de O&M (U.S.\$/ kW).
 - c. Tipo de Combustible con su poder calorífico típico (inferior / superior).
 - d. Curva de eficiencia (BTU/MWh) (HHV).
 - e. Costos Operacionales típicos que estén asociados con la producción de energía (U.S.\$/ MWh) (ej. Seguros, Cargos por uso del sistema de transmisión, cargos de administración, etc.)
 - f. Vida útil (años).
3. Información de las Unidades de Generación
 - a. Número de unidades de Generación.
 - b. Potencia por unidad (MW).
 - c. Tasa de salidas forzadas en (p.u.).
 - d. Tasa de salidas programada en (p.u.), duración de los mantenimientos (hs/año)
4. Otros Datos
 - a. Potencia mínima (MW) – representa el nivel mínimo de producción para la planta.
 - b. Potencia máxima (MW): Potencia continua a plena carga de un generador indicada por el fabricante.
 - c. Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso.
 - d. Capacidad de almacenamiento de combustible en volumen bruto y volumen útil.

Artículo 16: Generadores Renovables (Eólicos / Solares). En el caso de generadores renovables, se deberá proporcionar la siguiente información:

1. Datos de Identificación de la Central
 - a. Nombre de la Planta.
 - b. Tipo de Tecnología (Eólica / Solar).
 - c. Capacidad Instalada y Efectiva en Sitio (MW)
 - d. Para proyectos en construcción el Cronograma de Ejecución del Proyecto hasta su puesta en servicio comercial
 - e. Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso.

2. Características Operacionales

- a. Producción histórica horaria (MWh) para cada hora del año. Para proyectos en construcción producción esperada horaria (MWh) en un año típico.
- b. Variación anual de la producción por degradación de celdas solares.
- c. Costo Variable de O&M (U.S.\$/MWh).
- d. Costo Fijo Anual de O&M (U.S.\$/ kW).
- e. Costos Operacionales típicos que estén asociados con la producción de energía (U.S.\$/ MWh) (ej. Seguros, Cargos por uso del sistema de transmisión, cargos de administración, etc.)
- f. Vida útil en años.

3. Información de las Unidades de Generación

- a. Número de unidades de Generación.
- b. Potencia por unidad (MW).
- c. Tasa de salidas forzadas en (p.u.).
- d. Tasa de salidas programada en (p.u.). Duración de los mantenimientos (hs7año)

4. Otros Datos

- a. Potencia mínima (MW) – representa el nivel mínimo de producción para la planta.
- b. Potencia máxima (MW): Potencia continua a plena carga de un generador indicada por el fabricante.

Artículo 17: Información Requerida de los Generadores Candidatos. Para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación el ODS deberá considerar que existen Proyectos Candidatos cuya entrada en operación futura será obtenida como resultado de la optimización del abastecimiento de la demanda futura.

Los proyectos candidatos de nueva generación deberían incluir las tecnologías de mayor factibilidad disponibles en Honduras para la expansión de la generación. Entre ellas las siguientes: Generación Térmica convencional que utilice como combustibles el Gas Natural, Carbón, Bunker, Diesel, centrales de generación hidráulicas, centrales renovables tipo eólicas, solares, cogeneración eficiente, y cualquier otra tecnología que el ODS entienda es factible su desarrollo en Honduras. La generación térmica convencional puede ser considerando tecnologías tipo Ciclo Combinado, Ciclo Abierto, Turno Vapor, Motores de Combustión Interna.

El ODS deberá determinar las características de cada proyecto candidato de nueva capacidad de generación a ser incluido en la determinación del Plan Indicativo de Expansión de Generación. La información a considerar será la misma que la indicada en la presente Norma Técnica para los generadores existentes o en construcción a la cual se agregará:

- a. Fecha más temprana para la entrada en operación comercial de cada proyecto candidato tomando en cuenta los tiempos requeridos para la toma de decisión, financiamiento y construcción de la central. Como referencia se indican a continuación los siguientes tiempos:

- Central Hidráulica: 4 años
 - Central Térmica CC, TV, Cogeneración: 3 años
 - Central Térmica TG, Motores: 2 años
 - Central Eólica / Solar: 2 años
- b. Localización posible del proyecto. El ODS deberá identificar las regiones del país donde es más factible la localización de los proyectos candidatos. A tal efecto deberá considerar condiciones geográficas / climáticas, infraestructura de transporte, acceso al suministro de combustibles, y toda otra consideración que el ODS considere conveniente incluir. Como referencia se indican a continuación las siguientes localizaciones preferenciales:
- Centrales Hidráulicas: En la cuenca de un río en consistencia con el catálogo disponible de posibles aprovechamientos hidroeléctricos.
 - Centrales Térmicas CC a LNG, TV a Carbón. En zonas vecinas a puertos con facilidades para la descarga y acopiamiento de combustible.
 - Centrales Térmicas a Gas Natural transportado por gasoductos (desde el sur de México u otro origen) en una zona vecina a la traza del gasoducto y próximo a grandes ciudades.
 - Centrales Térmicas Ciclo Abierto (TG) y Motores en todos los nodos del Sistema Principal de Transmisión y nodos que actualmente tienen demanda aislada del SIN.
 - Centrales Renovables Eólicas / Solares preferentemente en zonas donde se han localizado las centrales existentes.
- c. Prelación entre proyectos en el caso de que la construcción de un proyecto dependa de la entrada en operación de otro proyecto (ej. centrales hidráulicas en cascada).
- d. El ODS deberá además incluir como una Centrales Candidata un equivalente a la importación de energía desde algún país integrante del MER vía la RTR. Dicha central será una central térmica convencional compatible con la expansión de mínimo costo del MER identificada por el EOR como parte del Plan de Expansión Regional. La Central tendrá una potencia instalada equivalente a dos veces el incremento anual de la demanda máxima de Honduras y estará localizada en un nodo de la RTR localizado en Honduras.
- e. El ODS deberá definir un catálogo de centrales candidatas para cada nodo del sistema Principal de Transmisión y en nodos actualmente aislados del SIN.

Artículo 18: Información sobre Contratos de compra / venta de energía regionales. El MER establece la posibilidad de suscribir contratos firmes entre Agentes del MEN de Honduras y Agentes del MER.

Dichos contratos pueden ser para que:

- Un Agente Consumidor de Honduras compre energía a un Agente Productor de otro país

vía un contrato de importación de energía.

- Un Agente Generador de Honduras venda energía a un Agente Consumidor de otro país vía un contrato de exportación de energía.

A los efectos de la determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales el ODS deberá tomar en consideración los contratos de importación / exportación FIRMES que hayan suscripto los Agentes del Mercado de Honduras.

A tal efecto los Agentes del Mercado deberán remitir al ODS la siguiente información:

- Identificación de las partes (consumidor, productor) que suscriben el contrato.
- País en el que se encuentra el consumidor, productor firmante del contrato.
- Potencia / Energía contratadas. Potencia horaria correspondiente a la energía contratada. Demanda Máxima Anual contratada.
- Plazo del contrato. Fechas de inicio y finalización
- Nodos del SIN de entrega / retiro de la energía contratada

TITULO II CRITERIOS, PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA A CONSIDERAR PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

CAPÍTULO I. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

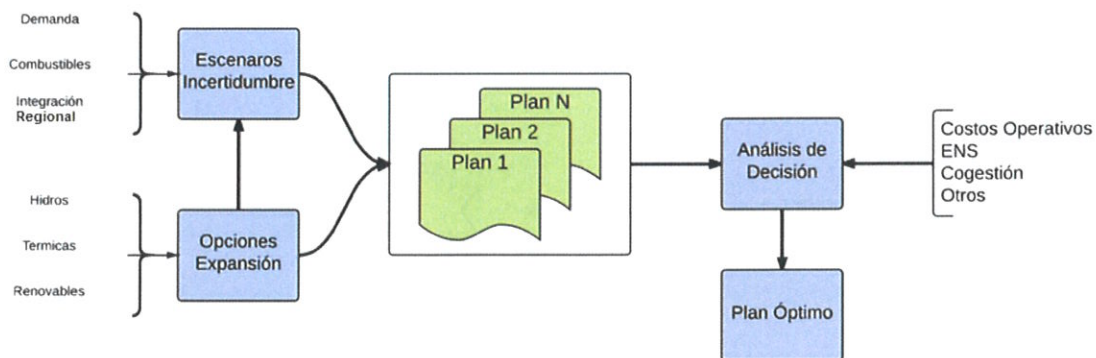
Artículo 19: El procedimiento que utilizará el ODS para elaborar el **Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales** constará de los siguientes pasos:

- a) *Determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación*
- b) *Determinación del Plan de Expansión de la Transmisión.*
- c) *Determinación de los refuerzos adicionales requeridos en el Sistema de Transmisión para cumplir con el Reglamento del MER*

Los estudios antes indicados se deberán realizar con los datos contenidos en la BDD correspondientemente actualizada por el ODS conforme se establece en la presente Norma Técnica. Deberán además tomar en cuenta los contratos de importación / exportación FIRMES de energía vigentes entre Agentes del MEN de Honduras y Agentes del MER.

Los contratos de exportación FIRMES de energía deben ser simulados como una demanda adicional en el nodo del MER perteneciente al SIN de Honduras desde donde se exporte la energía. Los contratos de importación FIRMES de energía deben ser simulados como un generador adicional en el nodo del MER perteneciente al SIN de Honduras desde donde se importe la energía.

Artículo 20: Procedimiento para la determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación. El procedimiento a utilizar por el ODS para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación se muestra en la figura siguiente:



El proceso de planificación consta de los siguientes pasos:

Paso #1: El ODS comenzará el proceso de planificación determinando proyectos candidatos de expansión de la capacidad de generación (térmica, renovable, importación, etc.) y escenarios de incertidumbre respecto a las variables de mayor impacto sobre el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (crecimiento de la demanda, Costos de Combustibles, Integración Regional, otras).

Paso #2: Por medio del **modelo computacional de planificación de la expansión de generación** que se describe en la presente Norma Técnica, determinará para cada una de estas opciones /

escenarios planteados el Plan de Expansión de Generación (Plan 1, Plan 2,..., Plan N) que cumple con la condición de mínimo costo total, suma de costos de inversión, de operación y de energía no servida, en el horizonte de planificación (10 años) como mínimo y un máximo de (20) años de considerarlo el ODS conveniente.

Por ej. se podrían plantear los siguientes planes (y/o otros que considere conveniente el ODS):

Plan 1: Considera únicamente proyectos candidatos térmicos en base a motores, un escenario de bajo costos de combustibles y un escenario de bajo crecimiento de la demanda.

Plan 2: Considera proyectos candidatos térmicos y renovables, un escenario de alto costos de combustibles y un escenario de mediano crecimiento de la demanda.

Plan 3: Considera proyectos candidatos térmicos en base a LNG y Carbón y renovables, un escenario de alto costos de combustibles y un escenario de alto crecimiento de la demanda.

Como resultado el ODS deberá obtener el Valor Neto Actual de los costos de inversión (Millones USD) asociados a cada uno de los Planes evaluados ((VNAINVPLAN(j)).

El VNAINVPLAN(j) de cada Plan (j) se determina en base a las siguientes expresiones:

$$ANU(i) = \frac{INV(i) \times TD}{1 - \frac{1}{(1 + TD)^{VU(i)}}$$

Donde:

i: cada uno de los proyectos que forman parte del Plan (j) evaluado (j=1, 2, 3, .n)

ANU (i) [USD]: Anualidad que cubre los costos de inversión del proyecto (i)

INV (i) [USD]: Costo total de inversión del proyecto (i)

VU(i): Vida Útil del proyecto (i)

TD: Tasa de Descuento

$$VNAINV(i) = \frac{1}{(1 + TD)^{A(i)-1}} \times \sum_{a=1}^{a=11-A(i)} \frac{ANU(i)}{(1 + TD)^a}$$

Donde:

VNAINV (i) [USD]: Valor Neto Actual de Inversión correspondiente al proyecto (i)

a: cada uno de los años dentro del período de validez del Plan de Expansión

A(i): Año de inicio de operación del proyecto (i). A(i) toma valores entre 1 y 10.

Por ej, A(i)=4 corresponde a un proyecto que entra en operación en cualquier mes del año 4 de vigencia del plan de expansión.

$$VNAINVPLAN(j) = \sum_{i=1}^{NI} VNAINV(i)$$

Donde:

j: cada uno de los Planes de expansión evaluados

VNAINVPLAN (j) [USD]: Valor Neto Actual de Inversión correspondiente al Plan (j)

NI: Cantidad Total de nuevos proyectos que forman parte del Plan (j)

Paso #3: Por medio de un **modelo computacional de operación del mercado eléctrico** descrito en la presente Norma Técnica determinará los costos operativos anuales asociados con cada uno de los planes antes indicados para cada uno de los años dentro del horizonte de planificación (10) años como mínimo y de hasta (20) años de considerarlo el ODS conveniente.

El modelo computación antes indicado determinará el despacho de generación (producción de las centrales) que abastece la demanda pronosticada a mínimo costo operativo. Los costos operativos incluyen costos de combustibles, costos de OyM de generación, costos de ENS, otros costos que el ODS estime conveniente incluir en la evaluación. La simulación operativa deberá considerar un modelo simplificado de la red de transmisión de Honduras de forma tal de evitar que restricciones de transmisión limiten los intercambios de energía entre generadores y consumidores.

Como resultado el ODS obtendrá el Valor Neto Actual de los costos operativos (Millones USD) de Referencia asociados a cada uno de los Planes evaluados (VNAOPEPLANR(j)).

El VNAOPEPLANR(j) de cada Plan (j) se determina en base a las siguientes expresiones:

$$VNAOPEPLANR(j) = \sum_{a=1}^{a=10} \frac{COPER(a,j)}{(1 + TD)^a}$$

Donde:

j: cada uno de los Planes de expansión evaluados

a: cada uno de los años dentro del período de validez del Plan de Expansión

VNAOPEPLANR (j) [USD]: Valor Neto Actual de los costos operativos correspondiente al escenario de referencia del Plan (j).

COPER (a,j) [USD]: Costos operativos del año (a) correspondiente al escenario de referencia del Plan (j).

Paso #4: Utilizando el mismo **modelo computacional de operación del mercado eléctrico** determinará los costos operativos asociados con cada uno de los planes antes indicados incluyendo variaciones asociadas con las variables de incertidumbre. Por ejemplo determinará los costos operativos del Plan 1 con un escenario diferente de precios de combustible, crecimiento de la demanda, etc. El ODS realizará lo mismo para los demás planes.

Como resultado se obtendrá el Valor Actual Neto de los costos operativos (Millones USD) para el escenario de Referencia y para cada uno de los escenarios de incertidumbre (escenario de sensibilidad) que se evalúen.

Paso #5: Análisis de Decisión. Con los resultados obtenidos en los Pasos #2, #3 y #4 antes indicados, se obtendrá una matriz de costos totales (inversión, Operación) como la siguiente:

Planes	Valor Actual Neto Costo Inversión [Millones USD]	Valor Actual Neto Costos de Operación [Millones USD]				
		Esc Ref	Esc Sens. #1	Esc Sens. #2	Esc Sens. #M
1						
2						
..						
NP						

El ODS realizará a continuación un análisis de decisión en base al cual determinará cuál de los planes de expansión evaluados (Plan 1, Plan 2, .., Plan n) es el recomendado como el Plan Indicativo de Expansión de la Generación, indicando cuales son los costos de inversión y de operación asociados con dicho Plan y los mayores costos asociados con las incertidumbres evaluadas.

Por ejemplo el ODS podría recomendar el Plan de Expansión de mínimo costo total para el escenario de referencia, o bien el Plan de Expansión que minimiza los mayores costos asociados con las incertidumbres, o cualquier otra alternativa que entienda adecuada con la correspondiente justificación económica / conceptual.

Artículo 21: Plan de Expansión de Generación en regiones que no se encuentran interconectadas al SIN. El Plan de Expansión de Generación debe incluir el eventual abastecimiento a consumidores localizados en regiones del país que estén aisladas del SIN. A tal efecto el Plan de Expansión de Generación deberá incluir nueva capacidad de generación en dichas regiones en la medida que resulte la solución de mínimo costo frente a la alternativa de interconectar la región al SIN por medio de una ampliación en el Sistema de Transmisión.

Artículo 22: Modelo computacional de planificación de la expansión de generación.

Para determinar el Plan Indicativo de Expansión de Generación el ODS utilizará un modelo computacional con las siguientes características:

- a) Capacidad de identificar las expansiones de generación que minimicen el Valor Actual Neto de los Costos de Inversión, Operación, Combustible y por Energía No Servida en el horizonte de planificación
- b) Capacidad de seleccionar la estrategia de expansión que cumpla con el objetivo antes indicado considerando las incertidumbres propias de la operación futura del parque de generación.
- c) Capacidad para considerar como variables aleatorias para el cálculo a: (1) hidrología; (2) costos de combustibles; (3) crecimiento demanda; (4) producción de centrales renovales (SOLAR/EÓLICA), (5) Integración Regional. Quedarán a criterio del ODS, y aprobadas por la CREE, otras variables que sean consideradas aleatorias.
- d) Considerar como enteras las variables asociadas a expansiones de nuevas plantas generadoras elegidas por el usuario del modelo de planificación como proyectos "candidatos".
- e) Flexibilidad en las etapas de inversión y operación (anual, semestral, trimestral, mensual).
- f) Flexibilidad para considera conjuntos de proyectos asociados, mutuamente exclusivos

- g) Restricciones de precedencia
- h) Restricciones de capacidad instalada mínima para diferentes grupos de tecnologías y para diferentes intervalos de tiempo
- i) Considerar la proyección de demanda de energía y potencia sobre la base de valores determinados por el ODS en base a valores indicados por los agentes del mercado, grandes consumidores, el crecimiento esperado del país y la incorporación al SIN de demanda de zonas actualmente aisladas. El modelo deberá considerar datos de demanda por nodo de SIN, por mes y por bloque de la curva de carga.
- j) Restricciones ambientales: emisiones de gases de efecto invernadero
- k) Restricciones de disponibilidad de combustibles
- l) Optimización de la operación de los embalses a largo plazo.
- m) Horizonte de planificación de al menos quince (15) años con pasos de cálculo mensuales.
- n) Aplicar la Tasa de Descuento que determine la CREE y se encuentre vigente al inicio de la elaboración del Plan de Expansión.
- o) Análisis de múltiples escenarios

Artículo 23: Modelo computacional de operación del mercado eléctrico. Para determinar el Plan Indicativo de Expansión de Generación el ODS utilizará un modelo computacional de Operación del Mercado de similares características que el utilizado para la programación de la operación tal como se establece en el ROM, Artículo 23.

CAPÍTULO II. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Artículo 24: Determinación de los refuerzos adicionales requeridos en el Sistema de Transmisión para cumplir con el Reglamento del MER. El RMER establece que la planificación de la RTR debe procurar que en todo momento se mantenga una capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros del MER. Esta capacidad será fijada por la CRIE mediante Resolución. Actualmente (año 2018) la Capacidad de Transmisión antes indicada es de 300 MW en ambas direcciones a través de los circuitos que componen la RTR.

Para que se cumpla con lo establecido en el RMER, el EOR debe realizar la Planificación de Largo Plazo de la RTR la cual tendrá como principal objetivo identificar las Ampliaciones de la Transmisión de la RTR que:

- a) Incrementen el beneficio Social y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios (Numeral 10.2.1 literal a, del Libro III del RMER),
- b) Mejoren la confiabilidad a nivel regional (Numeral 10.2.1 literal b, del Libro III del RMER),
- c) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER (Numeral 10.2.1 literal c del Libro III del RMER).

Para lograr el objetivo antes indicados se requiere que las redes que forman parte del SIN de

Honduras no limiten los intercambios de energía a nivel regional hasta el límite de transporte determinado por la CRIE.

Artículo 25: Para cumplir con el objetivo antes indicado, el ODS deberá realizar estudios complementarios que tienen por objeto analizar los posibles requerimientos adicionales de ampliación del SIN de Honduras integrado a la RTR de Centroamérica a fin de asegurar el funcionamiento del sistema de transmisión dentro de los parámetros admisibles de voltajes y niveles de carga para los distintos escenarios de operación de la red con transferencias entre el SIN y la RTR de hasta 300 MW por corredor de transmisión que vincula los distintos sistemas interconectados de los países que la conforman. Dicho límite de transmisión podrá ser modificado, adoptando en tal caso el nuevo valor que la CRIE defina oportunamente.

Artículo 26: Para realizar dichos estudios el ODS deberá considerar los datos y resultados de los estudios realizados en base a los cuales se determinó el Plan de Expansión de la Transmisión y el mismo modelo computacional utilizado para realizar los estudios eléctricos incluidos dentro del procedimiento utilizado para determinar el Plan de Expansión de la Transmisión.

Artículo 27: Para determinar los refuerzos requeridos en el sistema de transmisión, el ODS deberá utilizar la BDD del Sistema Eléctrico Regional integrada con la BDD del Sistema Eléctrico de Honduras cuya conformación se indica en la Norma Técnica correspondiente al Plan de Expansión de la Transmisión. El ODS deberá solicitar al EOR la BDD del Sistema Eléctrico Regional y hará las adecuaciones necesarias para realizar las simulaciones a fin de verificar el cumplimiento simultáneo de los (CCSD) del SIN y de los límites de transferencia determinados por la CRIE entre países fronterizos del MER.

Artículo 28: Los resultados de los análisis que realice el ODS incluirán:

- a) *Recomendaciones para modificar fechas de entrada de proyectos identificados como convenientes en el Plan de Expansión de la Transmisión.*
- b) *Nuevos Circuitos / Transformadores / compensación reactiva requeridos para dar cumplimiento a los límites de transferencia establecidos entre países.*
- c) *Fechas de Entrada en operación de los refuerzos adicionales requeridos para el Sistema de Transmisión.*
- d) *Costos de Inversión (Millones USD) asociados con las obras indicadas en los puntos anteriores.*

CAPÍTULO III. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA

Artículo 29: Pronóstico de la Demanda: El ODS deberá realizar el pronóstico de la demanda a futuro teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) *Deberá incluir los datos utilizados, los detalles metodológicos y los resultados intermedios y finales respecto del pronóstico de energía y demanda máxima anual a nivel del Sistema Principal de Transmisión, en un todo de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios que forman parte del Plan de Expansión de la Transmisión y del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Conexiones Internacionales. Los resultados incluyen: demanda máxima y mínima y factor de carga por barra del Sistema Principal de Transmisión, curvas de cargas típicas y simultaneidad de la demanda.*

- b) *El pronóstico de demanda de energía y demanda máxima anual a nivel del Sistema Principal de Transmisión deberán basarse en modelos apropiados, sobre la base de la información suministrada por las Empresas Distribuidoras, Consumidores Calificados y Grandes Consumidores debidamente ajustada por el ODS.*
- c) *La desagregación de la demanda pronosticada de energía y demanda máxima anual al nivel de barras del Sistema Principal de Transmisión deberá realizarse utilizando datos estadísticos de registros de potencia, energía y de curvas típicas por barra del Sistema Principal de Transmisión.*

Artículo 30: La demanda de energía anual correspondiente a cada nodo del Sistema Principal de Transmisión será determinada en tres pasos:

- Paso I:** Determinación de la demanda de energía total a nivel del SIN de Honduras
- Paso II:** Determinación de la demanda de energía a nivel de cada nodo del Sistema Principal de Transmisión
- Paso III:** Determinación de la demanda de impacto correspondientes a Consumidores Calificados y Grandes Consumidores.

Artículo 31: La demanda de energía total a nivel del SIN (Paso I) será determinada por el ODS utilizando métodos econométricos que tomen como referencia las variables explicativas que mejor expliquen la evolución histórica de la demanda (Por ej. i) nivel de actividad económica (Producto Bruto Interno – PBI); ii) población; iii) nivel de electrificación; iv) Tarifas Finales; v) Otras).

En función de la información histórica disponible el ODS estimará índices de correlación entre la demanda de energía histórica y la evolución histórica de las variables explicativas seleccionadas como representativas.

Utilizando pronósticos a futuro de la evolución esperada de las variables explicativas seleccionadas como representativas y los índices de correlación antes indicados se proyectará la evolución esperada de la energía total a nivel del SIN.

La demanda máxima a nivel del SIN (Paso I) será determinada por el ODS utilizando los valores proyectados de energía total a nivel del SIN y la evolución esperada del Factor de Carga (FC).

$$FC = E_{\text{Anual}} / D_{\text{Max}} / 8760$$

Donde:

FC: Factor de Carga

EAnual [MWh]: Demanda de Energía anual total a nivel del SIN

DMax [MW]: Demanda Máxima anual a nivel del SIN

La evolución del Factor de Carga será estimada por el ODS en función de la correlación histórica observada entre el Factor de Carga y la demanda total de energía a nivel del SIN.

Artículo 32: Considerando los valores determinados de demanda total de energía anual a nivel del SIN, Demanda Máxima anual, las variaciones típicas de demanda a nivel mensual y la forma de la curva de carga de cada mes, el ODS determinará valores mensuales de energía a nivel del SIN discriminados para al menos tres (3) bloques horarios representativos de horas de máxima, intermedia y mínima demanda a nivel del SIN. La duración de los bloques horarios debe ser

consistente con los datos utilizados por el ODS para la programación de la operación de mediano plazo del mercado eléctrico.

Artículo 33: La demanda de energía total a nivel de cada nodo del Sistema Principal de Transmisión (Paso II) y para cada bloque horario será determinada por el ODS utilizando datos históricos sobre la demanda de cada nodo del Sistema Principal de Transmisión y su correlación con la demanda de energía total a nivel del SIN.

Artículo 34: El ODS deberá verificar que los valores de demanda de energía en cada nodo del Sistema Principal de Transmisión determinados conforme la metodología indicada en el puntos anteriores sean compatibles con los valores de demanda informados por el agentes del mercado y Grandes Consumidores que retiran energía de cada uno de los nodos.

En el caso de que se observen diferencias significativas entre valores de demanda proyectados y valores informados de demanda en cada nodo del Sistema Principal de Transmisión, el ODS debe analizar los motivos de las diferencias observadas y de ser necesarios determinará el mejor valor para la demanda de cada nodo justificando conceptualmente los valores de demanda adoptados.

Artículo 35: La demanda a nivel de cada nodo del Sistema Principal de Transmisión debe incorporar la demanda de los Consumidores Calificados y Grandes Consumidores que tomen energía en cada nodo. A tal efecto el ODS deberá analizar la información suministrada por los Usuarios Calificados y Grandes Consumidores respecto a la evolución de sus consumos de energía previstos a futuro a fin de determinar si su evolución se corresponde con un crecimiento vegetativo o bien se incorpora / retira demanda que producen variaciones significativas de la demanda del nodo (Paso III).

En función de los resultados de dicho análisis el ODS debe ajustar la demanda de cada nodo para que en todo momento refleje la mejor información disponible sobre la evolución a futuro de la demanda de los Usuarios Calificados y Grandes Consumidores.

Artículo 36: El ODS deberá determinar el valor de la demanda de energía total a nivel del SIN la cual deberá tomar en cuenta la demanda de las empresas Distribuidoras, Usuarios Calificados y Grandes Consumidores determinada conforme lo indicado en los párrafo anteriores.

CAPÍTULO IV. PRONÓSTICO DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE

Artículo 37: Pronóstico de Precios de Combustibles: La determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación requiere determinar los costos operativos de las centrales de generación térmicas que venden su producción en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN) de Honduras.

Los Costos Operativos de una central térmica resultan de la suma de los costos de compra de combustible y los costos de Operación y Mantenimiento.

Los costos de compra de combustibles serán proporcionales a los precios proyectados a futuro de los combustibles utilizados por los generadores térmicos de Honduras que son agentes del MEN.

Artículo 38: El ODS deberá determinar la evolución a futuro de los precios de combustibles utilizando como referencia precios proyectados por Instituciones de Referencia a nivel internacional tales como la Oficina de Información Energética de USA (EIA-U.S. Energy Information

Administration), el Banco Mundial (World Bank) u otras que oportunamente el ODS lo considere conveniente.

Artículo 39: El ODS deberá determinar al menos dos posibles evoluciones a futuro de los precios de combustibles correspondientes a un escenario medio y un escenario bajo de acuerdo a lo indicado en las referencias internacionales disponibles.

Artículo 40: A los Precios de Combustibles determinados conforme lo indicado en los puntos anteriores el ODS deberá sumar los costos de flete/transporte, seguro, acopio, descarga, impuestos municipales, etc., que correspondan desde la localización de origen del combustible hasta la localización de cada central. Los precios de combustibles no deben incluir el Impuesto sobre Ventas.

Artículo 41: Los Precios de Combustibles se deben proyectar en Dólares de las Estados Unidos de América, valores reales correspondientes al año en que el ODS determina el Plan de Expansión de la Transmisión. Es decir, los Precios de Combustibles proyectados por el ODS no deben incluir la inflación de precios mayoristas en el país de origen del combustible ni la inflación de precios mayoristas en Honduras.

CAPÍTULO V. DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO

Artículo 42: Tasa de Descuento: La determinación del Plan de Expansión de la Transmisión y del Plan Indicativo de Expansión de la Generación requiere determinar la Tasa de Descuento en base a la cual el ODS determinará los valores anuales (anualidad) de los costos de capital correspondientes a las obras incluidas en el Plan de Expansión.

La Tasa de Descuento a utilizar por el ODS debe promover un retorno sobre el capital invertido razonable de acuerdo con el riesgo que asuman los inversores en sus respectivas actividades.

Artículo 43: La metodología que utilizará el ODS para determinar la Tasa de Descuento es la denominada CAPM/WACC la cual consta de dos (2) pasos:

Paso #1: El ODS aplicará la metodología CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) para determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento solicitado por los accionistas de la empresa que realiza la inversión;

$$r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F)$$

Donde:

r_E : Tasa de retorno representativa del Costo de oportunidad del capital propio después de impuestos.

r_F : Tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

r_L : Tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión (Honduras).

β_L : Riesgo sistemático de la industria en cuestión (Generación / Transmisión).

r_M : Tasa de retorno de una cartera diversificada.

Paso #2: El ODS aplicará el método WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*) para determinar el costo marginal de endeudamiento y la correspondiente Tasa de Descuento ponderando ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad.

$$TD(nominal) = WACC = \frac{D}{D + E} \times r_D \times (1 - t) + \frac{E}{D + E} \times r_E$$

$$TD(real) = \frac{WACC - \pi_{USA}}{(1 + \pi_{USA})}$$

Donde:

TD (nominal): Tasa de Descuento nominal después de impuestos

TD (real): Tasa de Descuento real después de impuestos

D: Nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

E: Patrimonio Neto

r_D: Tasa marginal de endeudamiento.

r_E: Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

t: Tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).

π_{USA}: Inflación esperada de largo plazo en USA

Artículo 44: El ODS deberá utilizar información de referencia internacional / nacional para determinar los coeficientes en base a los cuales determinará la Tasa de Descuento. A modo de referencia a continuación se citan algunas fuentes posibles de información:

Indicador	Referencia
Tasa Libre de Riesgo	Rendimiento de los bonos de largo plazo del Tesoro de EUA (US T-bonds) - Valores Promedio
Prima por Riesgo País	Indicador EMBI (Emerging Market Bond Index Plus) correspondiente a Honduras. Fuente JP Morgan
Riesgo Sistemático de la Industria (β)	Fuente: Merrill Lynch, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg, Standard & Poor's y Compustat
Premio por Riesgo	Índice Compuesto de Standard & Poor's 500 (S&P 500)
Costo de Endeudamiento	Tasa de interés promedio ponderada en dólares del Sistema Bancario de Honduras, específicamente la tasa de préstamos a más de 1 año de plazo para empresas
Estructura de Capital	Estructura de capital de una muestra de empresas de la industria eléctrica de Estados Unidos, fuente Damodaran
Inflación a largo plazo en el mercado de EUA	Spread entre los bonos del Tesoro de EUA indexados por inflación a 20 años (TIPS) y los bonos sin indexación (UST-20 bonds)

TITULO III RESULTADOS,

CAPITULO I. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Artículo 45: El ODS emitirá un documento final en donde se presenten los estudios realizados para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales con el siguiente contenido mínimo:

- Resumen Ejecutivo.
- Introducción: Descripción del contenido del informe, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del SEN de Honduras y los criterios generales aplicados para la confección del informe.
- Metodología utilizada para determinar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación
- Metodología utilizada para identificar los refuerzos que requiere el sistema de transmisión para hacer posibles los intercambios regionales de energía hasta el límite establecido por la CRIE.
- Modificaciones propuestas a la presente Norma Técnica que a criterio del ODS sean conveniente tomar en cuenta con sus correspondientes justificaciones.
- Datos utilizados en el proceso de planificación, indicando origen de los datos. En el caso de ser datos estimados por el ODS deberá incluir las referencias utilizadas para la estimación de los datos.
- Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales
- Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.
- Evolución esperada de la capacidad de generación por tipo de tecnología
- Localización de las principales centrales y las respectivas fechas estimadas de entrada en operación comercial.
- Evolución del balance de generación anual por tipo de tecnología
- Evolución esperada de los costos marginales de generación.
- Conclusiones Relevantes. Análisis de Riesgos. Aspectos críticos que condicionan la optimalidad del plan de expansión propuesto.

Artículo 46: El ODS debe incluir un detalle de los costos de inversión asociados con el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.

Artículo 47: El ODS deberá incluir en el informe un análisis de riesgos adecuadamente fundamentado. Los resultados del análisis de riesgos deberán ser considerados como un elemento de juicio adicional para la selección final de la alternativa más conveniente del plan de expansión.

CAPITULO III. APROBACIÓN Y PUBLICACIÓN

Artículo 48: El ODS realizará una consulta pública para evaluar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales propuesto. Dicha consulta pública se realizará al mismo tiempo que la consulta pública para evaluar el Plan de Expansión de la Transmisión.

Artículo 49: Sobre la base del resultado de la consulta pública y de los estudios realizados por el ODS conforme se detallan en la presente Norma Técnica, la CREE analizará el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales propuesto por el ODS, y las observaciones recibidas de los Agentes del Mercado, Secretaría de Energía, público en general, como parte de la consulta pública. De ser necesario, solicitará al ODS las modificaciones requeridas en los planes de expansión propuestos, previos a su aprobación.

Artículo 50: La CREE deberá analizar, evaluar y calificar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales propuesto por el ODS bajo los siguientes criterios:

- **Aprobado:** cuando no existan observaciones válidas a criterio de la CREE y los planes propuestos cumplen con los requerimientos establecidos en la presente Norma Técnica y otras regulaciones vigentes.
- **Con observaciones:** que deberán ser subsanadas por el ODS para su aprobación por parte de la CREE.
- **Desaprobado:** Cuando no cumple con los requerimientos establecidos en la presente Norma Técnica y otras regulaciones vigentes.

En el caso de que el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales propuesto por el ODS resulte **Desaprobado**, la CREE deberá proceder con las instrucciones requeridas para determinar un nuevo Plan de Expansión a la brevedad posible, siendo en tal caso el ODS pasible de las sanciones que oportunamente establezca la CREE en cumplimiento de lo establecido al respecto en la LGIE, Artículo 26. Infracciones y Sanciones, u otra norma aplicable a tal efecto.

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES



Elaboración de Normas Técnicas de Planificación de la Expansión de la Red de Transmisión y Plan Indicativo de la Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales

INFORME FINAL (B)

Preparada para:



GOBIERNO DE LA
REPUBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Noviembre, 2018

P 222-17



ELABORACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

CONTENIDO

1. OBJETO.....	3
NORMA TÉCNICA PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	4
TÍTULO I: DISPOSICIONES GENERALES.....	4
CAPÍTULO I: OBJETO, ÁMBITO DE APLICACIÓN, ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES	4
CAPÍTULO II: REQUERIMIENTOS Y ENVÍO DE INFORMACIÓN.....	9
TITULO II CRITERIOS, PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA A CONSIDERAR PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	18
TITULO III RESULTADOS,	25
CAPITULO I. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN.....	25
CAPITULO III. APROBACIÓN Y PUBLICACIÓN.....	26
ANEXO I.....	28
CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO.....	29
GENERALES	29
CRITERIOS DE CALIDAD	29
CRITERIOS DE SEGURIDAD.....	30
CRITERIOS DE DESEMPEÑO	32

ELABORACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

INFORME FINAL (B)

1. OBJETO

El presente informe documenta las tareas realizadas por Mercados Energéticos Consultores (ME) de Argentina para el Gobierno de la República de Honduras y la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) de Honduras en cumplimiento del **Contrato No. CREE-01-2018**. Los trabajos de consultoría se iniciaron el 22 de marzo de 2018, conforme a la Orden de Inicio recibida.

Este documento es el **INFORME FINAL** el cual presenta el diseño final propuesto de la Norma Técnica correspondiente al Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales y de la Norma Técnica correspondiente al Plan de Expansión de la Transmisión.

El **INFORME FINAL** se presenta en dos partes:

- #1. **INFORME FINAL (A)**: Corresponde al diseño final de la Norma Técnica correspondiente al Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Conexiones Internacionales
- #2. **INFORME FINAL (B)**: Corresponde al diseño final de la Norma Técnica correspondiente al Plan de Expansión de la Transmisión

Este documento es el **INFORME FINAL (B)**

El informe incluye respuesta a todas las observaciones recibidas respecto a los Informes de Avance #1, #2 y #3.

**NORMA TÉCNICA
PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN**

TÍTULO I: DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I: OBJETO, ÁMBITO DE APLICACIÓN, ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES

Artículo 1: Objeto y Ámbito de Aplicación. El objeto del presente Norma Técnica es establecer los procedimientos que se deberán utilizar para determinar el Plan de Expansión de la Transmisión y el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales correspondiente al Sistema Eléctrico Nacional de Honduras, en cumplimiento de lo establecido al respecto en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, Capítulo III, Expansión de la Red de Transmisión.

El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión deberá considerar como referencia el Plan Indicativo de Expansión de la Generación resultante de lo establecido en la correspondiente Norma Técnica.

El Plan de Expansión de la Transmisión incluye todas las instalaciones que forman parte del Sistema Principal de Transmisión.

En lo que sigue cuando se hace referencia al Plan de Expansión de la Transmisión se hace referencia únicamente a instalaciones del Sistema Principal de Transmisión. El resto de las ampliaciones que eventualmente requiera el Sistema de Transmisión de Honduras no forman parte del Plan de Expansión de la Transmisión y estarán a cargo de las empresas que estén a cargo de dichas instalaciones.

Artículo 2: Acrónimos

BDD: Base de Datos utilizada para los estudios de Planificación

CCSD: Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del SIN de Honduras

CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

EOR: Ente Operador Regional

MEN: Mercado Eléctrico Nacional

MER: Mercado Eléctrico Regional

ODS: Operador del Sistema y Administrador del Mercado Mayorista

RLGIE: Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica

ROM: Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

RTR: Red de Transmisión Regional

SER: Sistema Eléctrico Regional

SIN: Sistema Interconectado Nacional de Honduras

Artículo 3: Definiciones.

Agentes Compradores: Agentes del mercado que compran electricidad para su consumo propio o el de sus clientes minoristas. Serán agentes compradores las Empresas Distribuidoras y comercializadoras, y los Consumidores Calificados, siempre que cumplan con los requerimientos establecidos al respecto en el REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (RLGIE) y en el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA (ROM).

Agentes del Mercado: Las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y Consumidores Calificados que cumplan con los requisitos fijados en el (RLGIE) y en el (ROM).

Agente Productor: Son Agente del Mercado que generan electricidad para su venta en el MEN. Serán Agentes Productores las empresas generadoras siempre que cumplan con los requisitos fijados en el (RLGIE) y en el (ROM).

Usuario Autoprodutor: Aquel usuario que instala dentro de su domicilio un equipo de generación de energía renovable para su propio consumo y puede hacer inyecciones a la red de la Empresa Distribuidora.

Consumidor Calificado: aquel cuya demanda exceda el valor fijado por la CREE, y que está facultado y ejerce su derecho a comprar energía eléctrica y/o potencia a las empresas distribuidoras o bien directamente de generadores y/o comercializadoras, a precios libremente pactados con ellos; o en el mercado de oportunidad nacional o en el MER

Despacho Económico: Programación optimizada de las unidades generadoras que resulta de minimizar los costos de suministrar la demanda eléctrica.

Empresa Transmisora: Agente que gestiona y presta servicio en el Sistema de Principal Transmisión.

Grandes Consumidores: Son consumidores de energía de gran tamaño que compran sus requerimientos de energía y potencia a Empresas Distribuidoras.

Ley: Ley General de la Industria Eléctrica de la República de Honduras publicada en La Gaceta el 20 de mayo del 2014 (nº 33431).

Mercado de Oportunidad: Conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo entre los agentes del MEN con base en los resultados del despacho económico realizado por el Operador del Sistema.

Mercado Eléctrico Nacional: Es el conjunto de transacciones que realizan los Agentes dentro del Mercado de Contratos y el Mercado de Oportunidad.

Mercado Eléctrico Regional: Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes habilitados.

Normas Técnicas: Son las disposiciones técnicas emitidas por la CREE de conformidad con la Ley y el Reglamento DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA, que establecen las condiciones, especificaciones, características de diseño, construcción, operación, calidad, sanciones y/o multas, e indemnizaciones para la generación, transmisión, operación, comercialización y distribución de energía eléctrica, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para completar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del subsector eléctrico.

Operador del Sistema: Entidad de capital público, privado o mixto, sin fines de lucro, encargada de la operación del Sistema Interconectado Nacional y su integración en el Sistema Eléctrico Regional, y de la operación del Mercado Eléctrico Nacional y su integración en el Mercado Eléctrico Regional.

Planificación de Largo Plazo: Programación de la operación del SIN con un horizonte plurianual en base a la cual se determina el despacho de las unidades de generación que permite abastecer la demanda a mínimo costo dentro del horizonte de simulación.

Precio Nodal: Costo de atender un incremento marginal de energía demandada en ese nodo, que es calculado para cada nodo del sistema principal de transmisión e intervalo de operación del mercado.

Programación Hidrotérmica: Programación de la operación de la generación con el objetivo de minimizar los costos de suministrar la demanda en un plazo determinado considerando las restricciones de operación de las unidades térmicas e hidráulicas y que permite calcular el valor del agua almacenada en los embalses.

Red de Transmisión Regional: Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

Servicios Complementarios: Servicios requeridos para el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de calidad, seguridad, confiabilidad y menor costo económico, que serán gestionados por el Operador del Sistema de acuerdo a lo establecido en el ROM.

Sistema Eléctrico Regional: Sistema eléctrico de América Central, compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros del MER.

Sistema Principal de Transmisión: Es aquel formado por las instalaciones de transmisión que sean cedidas en cumplimiento de la disposición transitoria del art. 29 de la Ley, y por las ampliaciones futuras a realizar de acuerdo con los planes de expansión de la transmisión, incluidas las necesarias para conectar las instalaciones de distribución, y catalogadas como tales por el Operador del Sistema.

Artículo 4: Lineamientos generales.

La elaboración del Plan de Expansión de Transmisión estará a cargo del Operador del Sistema (ODS) el cual tendrá el rol de un **Órgano Técnico Especializado**.

Los lineamientos generales que el ODS deberá seguir para la elaboración del Plan de Expansión de la Transmisión son los siguientes:

- a. Cumplir con las políticas gubernamentales establecidas por la Secretaría de Energía.
- b. Determinar las Obras de transmisión que deben ser desarrolladas para:
 - Aumentar la capacidad de Transmisión, para viabilizar el desarrollo del Plan Indicativo de Expansión de la Generación correspondiente, en cuanto al crecimiento de la oferta de generación para satisfacer el crecimiento de la demanda al mínimo costo.
 - Que el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras cumpla con los criterios de seguridad, calidad y desempeño (CCSD) establecidos en la normativa vigente.

- Minimizar el costo total actualizado de inversión y operación de las Obras y ampliaciones que se deban ejecutar, incluyendo las pérdidas en el Sistema de Transmisión.
 - Minimizar el costo operativo del SIN, durante el período de estudio.
 - Favorecer la integración regional y la competencia para el abastecimiento de la demanda.
- c. El proceso de planificación debe ser transparente, participativo, y debe prever su propia evolución continua como resultado de la acumulación de experiencias y de los aportes de todos los involucrados e interesados en el mismo
- d. Tomar en cuenta cualquier otro criterio / metodología que en el futuro defina la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión deberá considerar como referencia el Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Dicho plan será determinado por el ODS como parte del proceso de planificación en base al cual se determina el Plan de Expansión de la Transmisión.

Para la determinación del Plan de Expansión de la Transmisión el ODS deberá considerar que la demanda de Honduras debe ser abastecida a mínimo costo con generación resultante de la generación localizada en Honduras y de ser conveniente con importación de energía desde el MER cumpliendo con los lineamientos que en tal sentido establezca la Secretaría de Energía.

El procedimiento que utilizará el ODS para determinar Plan de Expansión de la Transmisión es el indicado en la presente Norma Técnica.

Artículo 5: Propuesta de Plan de Expansión. El Plan de Expansión de la Transmisión elaborado por el ODS deberá presentar en detalle todos los datos, las metodologías, los criterios, debidamente descritos y fundamentados, y los resultados de modo tal que cualquier inversionista o analista pueda obtener resultados similares con la información suministrada en el documento correspondiente al Plan de Expansión y el proceso de planificación pueda ser auditado. El documento correspondiente al Plan de Expansión propuesto deberá acompañarse con figuras, tablas y gráficas, en forma clara y en cantidad suficiente, para facilitar el análisis del Plan propuesto, las cuales deberán ser convenientemente referenciadas y explicadas.

Artículo 6: Metodología y Resultados. Como parte del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión el ODS deberá incluir un análisis de la metodología aplicada, resultados obtenidos, problemas encontrados y la forma en que fueron resueltos, y propuestas de mejoras en la metodología para ser aplicadas en las futuras revisiones del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión. La CREE deberá analizar los comentarios / recomendaciones realizados por el ODS y, de considerarlo necesario, realizará los ajustes requeridos en la presente Norma Técnica tendientes a mejorar el proceso de planificación.

Artículo 7: Plazos. El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión se elaborará cada dos (2) años, tomando como referencia el Plan del bienio anterior, y deberá cubrir un horizonte como mínimo de diez (10) años.

Los estudios que forman parte del Plan de Expansión serán realizados en un plazo máximo de (2) años. El documento correspondiente al Plan de Expansión de la Transmisión será

presentado por el ODS a la CREE antes del treinta (30) de septiembre del año previo al de entrada vigencia del Plan de Expansión propuesto. En la misma fecha el ODS remitirá dicho documento a la Secretaría de Energía y lo hará público en su página WEB con acceso al público en general.

La Secretaría de Energía, los agentes del mercado y todo otro interesado debidamente identificado podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el ODS, dentro de los siguientes treinta (30) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

Una vez concluido el proceso de elaboración del Plan de Expansión de la Transmisión, el ODS lo remitirá a la CREE para su revisión y aprobación final. El Plan deberá ser publicado por la CREE, a más tardar en la primera quincena de enero del año siguiente que corresponda.

CAPÍTULO II: REQUERIMIENTOS Y ENVÍO DE INFORMACIÓN

Artículo 8: Envío de información. Los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores deberán remitir al ODS la información requerida para la realización del Plan de Expansión de la Transmisión conforme se indica en la presente Norma Técnica. A tal efecto el ODS deberá definir la información necesaria y la forma de presentación de la misma. La información requerida será notificada por el ODS a los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores a más tardar el 15 de enero del año en que se realicen los Planes de Expansión.

Artículo 9: Plazos para la recepción de la Información requerida. Los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores deberán remitir al ODS la información requerida a más tardar el último día del mes de febrero posterior al requerimiento del ODS. Información que sea recibida por el ODS posterior a dicha fecha será considerada por el ODS sólo a modo de referencia pudiendo ser utilizada en el proceso de planificación de considerarlo el ODS conveniente.

Artículo 10: Información Faltante. La información requerida por el ODS y que no sea oportunamente remitida por los Agentes del Mercado será estimada por el ODS de acuerdo con su mejor criterio incluyendo en el documento final las justificaciones correspondientes.

Artículo 11: Base de Datos. El ODS desarrollará, mantendrá y administrará una Base de Datos (BDD) estructurada según un modelo integrado de datos, que contendrá toda la información necesaria para realizar el Plan de Expansión de la Transmisión.

La información que contendrá la BDD será la establecida en presente Norma Técnica y aquella información adicional que el ODS requiera para el desarrollo de sus funciones y el cumplimiento de sus responsabilidades en relación con la determinación del Plan de Expansión de la Transmisión.

La BDD deberá actualizarse principalmente con información producida por el ODS y con la información oportunamente suministrada por la Secretaría de Energía, los Agentes del Mercado, Grandes Consumidores y el Ente Operador Regional (EOR).

Los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores deberán contribuir a la integración de la BDD aportando al ODS las informaciones técnicas que se les soliciten y cualquier otra que estimen sea necesaria.

El ODS deberá definir procedimientos de comunicación para el intercambio de información, especificando el tipo de información requerida, el formato en que los datos deben ser suministrados y, en casos particulares, los plazos en que se deberá suministrar la información.

Con respecto a la información que suministren los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores la misma será considerada en principio como **información válida**. El ODS definirá un procedimiento de revisión y objeciones, de acuerdo con cada tipo de información, con el propósito de identificar posibles errores de transcripción y comunicación.

En lo que respecta a la información técnica, la BDD deberá incluir las características técnicas y los parámetros de las líneas y los equipos de transmisión y generación, los datos de la demanda por cada nodo del Sistema de Transmisión, las características y ajustes de las protecciones y los sistemas de control, y cualquier otra información necesaria para la realización de los estudios de seguridad operativa, planeamiento operativo, evaluación de contingencias, y diferentes simulaciones que a criterio del ODS se requieran para determinar el Plan de Expansión de la

Transmisión.

La BDD incluirá la información técnica que se indica a continuación más toda aquella que el ODS considere relevante para la determinación del Plan de Expansión de la Transmisión. Estos datos son complementarios a los informados para realizar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales:

- a) *Datos Técnicos de Generadores: datos y parámetros de las instalaciones de generación (unidades generadoras, turbinas, gobernadores, excitadores, etc.);*
- b) *Datos operativos de las unidades generadoras: parámetros de arranque y parada, generación mínima, capacidad máxima, restricciones operativas, etc.;*
- c) *Datos de la red de transmisión y equipos asociados: características técnicas y parámetros de las líneas, transformadores, interruptores, seccionadores, capacitores, protecciones, controles, etc.;*
- d) *Programación de Mantenimiento: planes de mantenimiento de las instalaciones de transmisión;*
- e) *Seguridad y Planeamiento Operativo: Toda la información que el ODS considere necesaria para efectuar análisis de seguridad operativa y planeamiento operativo;*
- f) *Reporte de Contingencias: Reportes de contingencias en el Sistema de Transmisión que afectaron la operación integrada del SIN;*
- g) *Información de los Enlaces con otros países de la región: Datos técnicos de líneas y equipos de los enlaces regionales y cualquier otra información relevante para realizar estudios operativos y de planeamiento regional.*

Con relación a la BDD, el ODS deberá cumplir lo siguiente:

- a) *Organizar y mantener la BDD con las características del sistema de transmisión, topología de la red de transmisión, características y parámetros de equipos asociados a la transmisión, características y parámetros de generadores, características, perfiles y proyecciones de la demanda nacional;*
- b) *Organizar una base de datos de la operación histórica del SIN;*
- c) *Mantener actualizados los estudios operativos de seguridad, planeamiento y de la expansión del sistema de transmisión nacional;*
- d) *Revisar la información que suministren los Agentes del Mercado, Grandes Consumidores, la Secretaría de Energía, el ODS y toda otra información recibida de interesados en general.*
- e) *Centralizar toda la información técnica recibida;*
- f) *Organizar, mantener y administrar la BDD;*
- g) *Velar porque la información de la BDD se mantenga actualizada, y;*
- h) *Definir los formatos para el suministro de la información de la BDD.*

El ODS es el responsable de solicitar a los Agentes del Mercado, Grandes Consumidores y al EOR y validar toda la información técnica necesaria para mantener actualizada la BDD.

El ODS estará obligado a mantener actualizada la BDD. Entre otros, las actualizaciones deberán realizarse cuando se produzcan cambios en la demanda, en los ajustes de las protecciones y los

controles, cuando se agregue o retire generación, y cuando se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional.

En el caso en que un Agente del Mercado, Gran Consumidor no suministre al ODS información actualizada, el ODS utilizará la información más reciente de que disponga y/o datos típicos conforme su experiencia y antecedentes internacionales, documentará la información faltante y los criterios asumidos para su determinación, según corresponda, y notificará de esto a la CREE. En ningún caso, la falta de información debería ser un motivo por el cual se suspende / retrasa la realización del Plan de Expansión de la Transmisión.

El ODS deberá definir la forma y medios mediante los cuales se actualizará la información en la BDD. El ODS informará oportunamente a los Agentes del Mercado, Grandes Consumidores los datos que requieran ser actualizados, la manera como dicha información deberá ser enviada al ODS y las fechas en que los datos deberán ser suministrados.

Artículo 12: Información requerida de los Agentes del Mercado y Grandes Consumidores. La información requerida es la misma que la indicada en la Norma Técnica correspondiente al Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales:

Artículo 13: Información complementaria requerida para Estudios Eléctricos. El ODS tiene la responsabilidad de determinar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión que garantice que la potencia y la energía previstas a producir en las distintas centrales de generación eléctrica resultantes del Plan Indicativo de Expansión de Generación y del correspondiente despacho económico de generación sean transportadas en forma eficiente, con adecuados niveles de confiabilidad, calidad y seguridad, hasta los distintos centros de consumo.

En este sentido, los distintos Agentes del Mercado deben suministrar al ODS, la información necesaria requerida para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión y en particular para realizar los Estudios Eléctricos previstos en la presente Norma Técnica.

Artículo 14: Datos requeridos a los Agentes Productores. Todos los Agentes Productores que operen en el MEN y se conecten al SIN, están en la obligación de suministrar al ODS la información siguiente:

1. Localización geo-referenciada de la central generadora en un mapa escala 1:50,000.
2. Subestación o línea de transmisión existente a la cual la central se encuentra conectada o esté prevista su conexión.
3. Características eléctricas de las unidades de generación
 - a. Números de unidades de la central.
 - b. Voltaje en terminales de las unidades (KV).
 - c. Capacidad nominal (MVA / MW).
 - d. Capacidad mínima permisible (MW).
 - e. Factor de potencia de las unidades.
 - f. Curvas de capacidad de las unidades.
 - g. Diagramas del modelo de la máquina sincrónica y diagrama de control asociado,

que permitan su correcta representación. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:

4. Reactancias
 - a. Reactancia transitoria en el eje de directa ($x'd$), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - b. Reactancia transitoria en el eje de cuadratura ($x'q$), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - c. Reactancia sincrónica en el eje de directa (x_d), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - d. Reactancia sincrónica en el eje de cuadratura (x_q), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - e. Reactancia subtransitoria en el eje de directa ($x''d$), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - f. Reactancia subtransitoria en el eje de cuadratura ($x''q$), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - g. Reactancia de Potier (x_l), expresada en (p.u.) sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
5. Constante de inercia de la unidad (MW-Seg/MVA).
6. Constante de tiempo (segundos)
 - a. Constante de tiempo transitoria en el eje de directa en circuito abierto ($T'Do$)
 - b. Constante de tiempo transitoria en el eje de cuadratura en circuito abierto ($T'Qo$)
 - c. Constante de tiempo subtransitoria en el eje de directa en circuito abierto ($T''Do$)
 - d. Constante de tiempo subtransitoria en el eje de cuadratura en circuito abierto ($T''Qo$)
7. Curvas de saturación de voltaje en terminales (p.u.) contra corriente de campo (amperios), en circuito abierto.
8. Diagramas de los sistemas de excitación, incluyendo los diagramas de bloques (control) que muestre las funciones de transferencia y detalles de los lazos de excitación que permitan una correcta representación. Los datos deben incluir los siguientes parámetros.
 - a. Ganancia de los lazos de excitación.
 - b. Voltaje de campo nominal (p.u.).
 - c. Máximo voltaje de campo (p.u.).
 - d. Mínimo voltaje de campo (p.u.).
 - e. Máxima tasa de cambio del voltaje de campo “rising”.
 - f. Máxima tasa de cambio del voltaje de campo “falling”.
 - g. Características dinámicas del “over-excitation limiter”.
 - h. Características dinámicas del “under-excitation limiter”.

9. Diagramas de los reguladores de velocidad (gobernadores), incluyendo los diagramas de bloques (control) que detallen las funciones de transferencias, para su correcta representación. Los diagramas de bloques deben describir claramente las características de las unidades, a saber: hidráulicas, térmicas a vapor, térmicas a gas, térmicas tipo “reheat”. Los datos deben especificar los siguientes parámetros:
 - a. Ganancia promedio, dependiendo de la tecnología de la unidad.
 - b. Constantes de tiempo del gobernador, dependiendo de la tecnología de la unidad.
 - c. “Deadband” del gobernador.
10. Diagramas de los estabilizadores de potencia, incluyendo los diagramas de bloques (control) que detallen las funciones de transferencias, para su correcta representación. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
 - a. Constantes de tiempo de entrada de señal de frecuencia, potencia eléctrica, velocidad (p.u.).
 - b. Ganancias de la señal de frecuencia, potencia eléctrica, torque mecánico (p.u.).
 - c. Valores o rangos de ajuste.
11. Características de la Subestación Elevadora.
 - a. Diagrama unifilar, donde se muestre el arreglo de las barras de la subestación elevadora, además debe mostrar las provisiones para posibles expansiones a la central generadora.
 - b. Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación. El diagrama debe mostrar el área y perímetro total de la subestación y futuras áreas a ser consideradas para posibles expansiones.
12. Características de los transformadores elevadores. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
 - a. Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - b. Voltajes de operación (KV) y derivaciones (taps) (KV ó p.u.)
 - c. Tipo de conexión de los transformadores.
 - d. Impedancias de secuencia positiva y cero (%) sobre la base de la capacidad del transformador ó 100 MVA base.
 - e. Pérdidas en vacío y a plena carga.
13. Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre.
14. Características Eléctricas de las Líneas de Conexión de las Centrales de Generación al Sistema de Transmisión.
 - a. Longitud de la línea (Km).
 - b. Máxima cargabilidad de la línea en estado normal y de emergencia (MVA ó Amperios).
 - c. Especificar si la línea será circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo “bundle”. Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las

- torres, si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
- d. Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
 - e. Impedancias de secuencias positiva, cero y mutua ($"/\text{Km}$ y p.u. sobre la base de 100 MVA).
 - f. Especificar si el desarrollo del sistema de transmisión asociado a las centrales se verificará en forma gradual, de ser así especificar las fechas de entrada de las etapas del desarrollo.

Artículo 15: Datos requeridos de los Agentes Consumidores y Grandes Consumidores. Todos los Agentes Consumidores y Grandes Consumidores están en la obligación de suministrar al ODS la información siguiente:

1. Localización y Punto de Conexión
 - a. Localización geo-referenciada de las subestaciones propuestas en un mapa escala 1:50,000.
 - b. Subestaciones o líneas de transmisión existentes más cercanas a la subestación o subestaciones de distribución propuestas.
2. Características Eléctricas de las Líneas de interconexión
 - a. Longitud de la Línea en Km.
 - b. Máxima cargabilidad de la línea en operación normal y emergencia (MVA ó Amperios).
 - c. Especificar si la línea es circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo "bundle". Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres. Si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
 - d. Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
 - e. Impedancias de secuencias positiva, cero y mutua ($"/\text{Km}$ y p.u. sobre la base de 100 MVA).
3. Características de las Subestaciones de las subestaciones de Distribución
 - a. Diagrama unifilar, donde se muestre el arreglo de las barras y demás equipos de la subestación, además debe mostrar las provisiones para posibles expansiones a la subestación.
 - b. Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación. El diagrama debe mostrar el área y perímetro total de la subestación y futuras áreas a ser consideradas para posibles expansiones.
 - c. Especificar el voltaje (KV) y capacidad (MVAR) de posibles equipos de compensación reactiva o capacitiva a instalarse en la subestación.
4. Características de los transformadores de potencia. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:

- a. Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - b. Voltajes de operación (KV) y derivaciones (taps) en KV ó p.u.
 - c. Tipo de conexión de los transformadores.
 - d. Impedancias de secuencia positiva y cero (%) en base a la capacidad del transformador ó 100 MVA base.
 - e. Pérdidas en vacío y a plena carga.
5. Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre.

Artículo 16: Datos requeridos de la Empresa de Transmisión

La Empresa de Transmisión tiene la obligación de suministrar al ODS toda la información requerida para realizar los estudios eléctricos descritos en la presente Norma Técnica. La información a suministrar debe ser la correspondiente al sistema de transmisión existente así como de las ampliaciones del sistema de transmisión actualmente en construcción y/o que se considere de alta factibilidad su construcción. La información requerida es la indicada a continuación y toda otra que oportunamente sea requerida por el ODS:

1. Diagrama unifilar y geográfico del Sistema Principal de Transmisión
2. Características Eléctricas de Líneas
 - a. Localización geo-referenciada de las torres en un mapa escala 1:50,000.
 - b. Longitud de cada Línea (Km).
 - c. Máxima cargabilidad de la línea en operación normal y emergencia (MVA ó Amperios).
 - d. Especificar si la línea es tipo circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo "bundle". Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres. Si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
 - e. Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
 - f. Impedancias de secuencias positiva, cero y mutua (Ω /Km y p.u. sobre la base de 100 MVA).
3. Características de las Subestaciones pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión
 - a. Localización geo-referenciada de las subestaciones en un mapa escala 1:50,000
 - b. Diagrama unifilar, donde se muestre el arreglo de las barras y demás equipos de la subestación, además debe mostrar las provisiones para posibles expansiones a la subestación.
 - c. Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación. El diagrama debe mostrar el área y perímetro total de la subestación y futuras áreas a ser consideradas para posibles expansiones.
 - d. Especificar el voltaje (KV) y capacidad (MVAR) de los equipos de compensación

reactiva o capacitiva existentes en la subestación.

4. Características de los transformadores de potencia. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
 - a. Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - f. Voltajes de operación (KV) y derivaciones (taps) (KV ó p.u.)
 - g. Tipo de conexión de los transformadores.
 - h. Impedancias de secuencia positiva y cero (%) en base a la capacidad del transformador ó 100 MVA base.
 - i. Pérdidas en vacío y a plena carga.
5. Características de los elementos de compensación reactiva. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
 - a. Tipo de Compensación
 - b. Diagrama de Conexión
 - c. Capacidad nominal (MVar).
 - d. Voltajes de operación (KV)
6. Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre.

Artículo 17: Información Requerida de Proyectos Candidatos para la Expansión del Sistema de Transmisión. Para determinar el Plan de Expansión de la Transmisión el ODS deberá considerar que existen Proyectos Candidatos para Refuerzos del Sistema de Transmisión cuya entrada en operación futura será obtenida como resultado de la optimización del abastecimiento de la demanda futura.

Los proyectos candidatos para Refuerzos del Sistema de Transmisión deberían incluir las alternativas de mayor factibilidad que el ODS considere como razonables para la expansión del Sistema de Transmisión. Entre ellas duplicación de circuitos existentes, nuevos circuitos, repotenciación de circuitos existentes, cambios de nivel de tensión, nuevos transformadores, nuevas estaciones transformadoras, incremento de la capacidad de los circuitos por medios de compensación, etc.

El ODS deberá determinar las características de cada proyecto candidato para Refuerzos del Sistema de Transmisión a ser incluido en la determinación del Plan de Expansión de la Transmisión. La información a considerar será la misma que la indicada en la presente Norma Técnica para los elementos del sistema de transmisión existentes o en construcción a la cual se agregará:

- a. Fecha más temprana para la entrada en operación comercial de cada proyecto candidato tomando en cuenta los tiempos requeridos para la toma de decisión, financiamiento y su construcción.
- b. Prelación con otros proyectos
- c. Localización del proyecto. El ODS deberá identificar la forma en que cada proyecto candidato se vincula a las instalaciones existentes del Sistema de Transmisión y

la traza del proyecto geo-referenciada.

- d. A tal efecto deberá considerar condiciones geográficas / climáticas, caminos existentes, y toda otra consideración que el ODS considere conveniente incluir.
- e. El ODS deberá definir un catálogo de proyectos candidatos suficientemente amplio de forma tal que el procedimiento de optimización pueda seleccionar los más convenientes.

TITULO II CRITERIOS, PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA A CONSIDERAR PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Artículo 18: Procedimiento a utilizar para determinar el Plan de Expansión de la Transmisión. El procedimiento que utilizará el ODS para determinar el Plan de Expansión de la Transmisión constará de los siguientes pasos:

- a) *Determinación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación*
- b) *Determinación de los refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión.*
- c) *Determinación de los refuerzos adicionales requeridos en el Sistema de Transmisión para cumplir con los CCSD.*
- d) *Determinación del Plan de Expansión de la Transmisión. Estará compuesto por todos los refuerzos del Sistema de Transmisión resultantes de los estudios antes indicados.*

Los estudios antes indicados se deberán realizar con los datos contenidos en la BDD correspondientemente actualizada por el ODS conforme se establece en la presente Norma Técnica. Deberán además tomar en cuenta los contratos de importación / exportación FIRMES de energía vigentes entre Agentes del Mercado Eléctrico de Honduras y Agentes del Mercado Eléctrico Regional.

Los contratos de exportación FIRMES de energía deben ser simulados como una demanda adicional en el nodo del MER perteneciente al SIN de Honduras desde donde se exporte la energía. Los contratos de importación FIRMES de energía deben ser simulados como un generador adicional en el nodo del MER perteneciente al SIN de Honduras desde donde se importe la energía.

Artículo 19: Determinación de los Refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión. El procedimiento que utilizará el ODS para determinar los refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión consiste en determinar los refuerzos de mínimo costo total de la red de transmisión necesarios para asegurar el suministro de la demanda prevista a lo largo del horizonte de estudio con una adecuada calidad de servicio.

El Plan de Expansión de la Transmisión por lo tanto deberá cumplir, en forma simultánea, con los siguientes criterios:

- **Criterio de seguridad N-1:** No debe haber Energía No Suministrada (ENS) en el SIN debido a la ocurrencia de salidas de circuitos simples que NO sean radiales. Para los casos de circuitos simples que conecten al sistema de transmisión un generador / una demanda en forma radial se permitirá el corte de carga ante una falla de dicho circuito siempre que el costo asociado a la falla por Energía No Servida sea menor al costo de construir un nuevo circuito que evite el corte de carga.
- **Criterio de Mínimo Costo:** La suma de los costos de inversión más el valor esperado del costo operativo asociado con el Sistema de Transmisión incurridos dentro del período de evaluación deberá ser mínimo.

Artículo 20: El costo operativo del sistema de transmisión (\$COT) resultará de la suma de los costos por pérdidas y congestión (\$CPyC), costos de la ENS (\$CENS), y costos de Operación y

Mantenimiento (\$CO&M) del sistema de transmisión resultantes para el cada año dentro del horizonte de planificación.

$$(\$COT) = (\$CPyC) + (\$CENS) + (\$CO\&M)$$

$$\$COT(a)[\$] = \$CO\&M(a) + \sum_h \sum_{n=1}^{8760} \$GEN(n, h) - \$DEM(n, h)$$

$$\$GEN(n, h) = CMg(n, h) \times EGEN(n, h)$$

$$\$DEM(n, h) = CMg(n, h) \times [EDEM(n, h) + ENS(n, h)]$$

Donde:

n: cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión del SIN. NT número total de nodos.

a: cada año dentro del horizonte de planificación

h: cada hora del año a

CMg (n,h) [USD/MWh]: Costo Marginal de la Energía en el nodo n, hora h-

EGEN (n,h) [MWh]: Energía Total inyectada al Sistema de Transmisión en el nodo n, hora h-

EDEM (n,h) [MWh]: Energía Total retirada Sistema de Transmisión en el nodo n, hora h

ENS (n,h) [MWh]: Energía No Suministrada en el nodo n, hora h

Artículo 21: El ODS buscará además que el Plan de Expansión de la Transmisión permita un adecuado nivel de competencia en el Mercado Mayorista. A tal efecto deberá monitorear la existencia de congestión en el sistema de transmisión ajustando el plan de expansión para mantener reducidos los costos de congestión.

Artículo 22: El ODS utilizará un modelo computacional de optimización de ampliaciones en el sistema de transmisión en base al cual deberá determinar los refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión que permiten cumplir con los criterios antes indicados. Como resultado el ODS deberá obtener el listado de obras requeridas y el Valor Actual Neto de los costos de inversión (Millones USD) asociados a dichos refuerzos al sistema de transmisión, empleando a tal efecto una metodología similar a la utilizada para determinar el Valor Actual Neto del Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

Artículo 23: El ODS deberá determinar los costos operativos (\$COT) asociados al sistema de transmisión por medio de un modelo de operación del mercado eléctrico en base al cual el ODS determinará, para cada hora del año dentro del horizonte de planificación, la producción de cada central conectada al SIN, la demanda abastecida en cada nodo del SIN y los costos marginales resultantes en cada nodo del SIN.

Artículo 24: Los estudios en base a los cuales se determinarán los refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión deben realizarse asumiendo que entran en operación comercial las unidades de generación incluidas en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación determinado conforme se establece en la correspondiente Norma Técnica.

Artículo 25: Los estudios a realizar deben además representar los escenarios típicos de despacho de generación (incluyendo la intermitencia típica de las fuentes de energía renovables

tales como generación hidroeléctrica, eólica y solar) que abastece a mínimo costo la demanda proyectada en el horizonte de planificación.

Artículo 26: El modelo de simulación deberá representar la red de transmisión existente correspondientes al SIN, las ampliaciones actualmente en construcción o que tienen muy alta probabilidad de concretarse, y las ampliaciones propuestas como proyectos candidatos. No se incluirán en la simulación las redes (líneas, transformadores) correspondientes a las empresas distribuidoras.

Artículo 27: El modelo de simulación deberá poder determinar flujos de potencia activa simplificados (modelo linealizado - flujo DC); considerando diferentes límites de transferencias discriminados para condición (N) y para las situaciones post-contingencia (N-1).

Artículo 28: La determinación de los refuerzos necesarios en el Sistema Transmisión se podrá realizar tanto de manera secuencial para cada año futuro (planificación “forward”) o a través de la determinación del plan óptimo de expansión para el año horizonte, siguiendo en sentido inverso del tiempo para determinar la fecha óptima para la construcción de cada refuerzo (planificación de “año horizonte”).

Artículo 29: El proceso de Planificación deberá tomar en cuenta los proyectos candidatos de refuerzos del Sistema de Transmisión que a tal efecto identifique el ODS como posibles dentro del periodo de evaluación. Podrán ser proyectos candidatos para la expansión del Sistema de Transmisión los siguientes:

- Nuevos Circuitos que se desarrollen sobre la misma traza de circuitos existentes.
- Nuevos Circuitos que se desarrollen sobre una nueva traza propuesta a tal efecto por el ODS.
- Repotenciación de circuitos existentes (cambio de conductor)
- Nuevos transformadores
- Nuevas Estaciones Transformadoras
- Incremento de Capacidad de Transmisión de circuitos existentes por medio de compensación / cambio de conductores / cambio de tensión.
- Cualquier otra alternativa que el ODS considere conveniente / posible.

Artículo 30: Para determinar los refuerzos necesarios en el sistema de transmisión el ODS deberá considerar que la demanda de un determinado nodo puede ser abastecida con generación local existente o nueva. Por lo tanto el costo incurrido en refuerzos del sistema de transmisión para abastecer la demanda de un determinado nodo no puede ser superior al costo de abastecimiento de la misma demanda utilizando generación local existente o nueva.

Artículo 31: Determinación de los refuerzos adicionales requeridos en el Sistema de Transmisión para cumplir con los Criterios de Seguridad Operativa. El ODS deberá realizar Estudios Eléctricos con el objetivo de determinar las ampliaciones adicionales requeridas en el Sistema de Transmisión para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad del SIN y dar cumplimiento a los CCSD.

Artículo 32: A tal efecto el ODS efectuará los análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico que se consideren necesarios para cumplir con el objetivo antes indicado. Los estudios se realizarán con un **programa computacional de análisis de redes de potencia** con la capacidad

de simular flujo de cargas, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica y de pequeña señal, estabilidad de voltaje y análisis de corto circuito.

Artículo 33: Los Estudios Eléctricos arriba indicados tendrán los siguientes objetivos particulares:

a) Estudios de operación estática

- i. Flujos de Potencia: Verificación de límites de transmisión y perfiles de tensión

b) Análisis de contingencias

- i. Determinación de acciones de control preventivo y correctivo
- ii. Verificación de riesgos de salida en cascada

c) Análisis de Fallas simétricas y asimétricas

- i. Verificación de la capacidad de interrupción

d) Estudios de operación dinámica (Estabilidad)

- i. Estabilidad transitoria
 1. Análisis del funcionamiento transitorio ante fallas de alta severidad
 2. Evaluación del comportamiento dinámico ante maniobras o fallas simples
- ii. Estabilidad oscilatoria
- iii. Estabilidad de frecuencia
 1. Verificación de niveles de reserva y corte por sub-frecuencia
- iv. Estabilidad de tensión

Artículo 34: El programa de análisis de redes de potencia deberá permitir una representación adecuada de por lo menos:

- a) *Las redes de transmisión que forman parte del SIN y todos sus componentes.*
- b) *Las unidades generadoras con sus controles.*
- c) *Los lazos de control de regulación secundaria de frecuencia.*
- d) *Los efectos de los estabilizadores de potencia.*
- e) *Las cargas de los usuarios.*
- f) *Los sistemas de protecciones.*

Artículo 35: Los Estudios Eléctricos tendrán las siguientes características:

- a) *Deberán permitir verificar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del SIN. Los (CCSD) establecerán los límites operativos dentro de los cuales se enmarca el funcionamiento del sistema eléctrico tanto en estado normal (condición N) como en condiciones de indisponibilidad de algún componente del sistema de transmisión (condición N-1);*
- b) *Serán realizados empleando la BDD definida en esta Norma Técnica*

Artículo 36: Los Estudios Eléctricos a realizar incluyen:

- a) *Estudios de flujo de carga.*
- b) *Análisis de estabilidad transitoria y dinámica.*
- c) *Análisis de fallas (corto circuito).*
- d) *Transitorios electromecánicos.*
 - *Análisis de pequeña señal (análisis modal).*
 - *Transitorios electromagnéticos.*
 - *Coordinación de protecciones.*
- e) *Estudios de confiabilidad del sistema.*
- f) *Otros análisis que a criterio del ODS sean necesarios.*

Artículo 37: Los Estudios Eléctricos, dependiendo de su naturaleza, deberán tener en cuenta:

- a) *El pronóstico de la generación y la demanda en cada nodo.*
- b) *Las curvas típicas de las demandas horarias.*
- c) *Las características técnicas de las instalaciones del SIN.*
- d) *Las características técnicas de las instalaciones de los Agentes del Mercado, cuya operación afecten el comportamiento del SIN.*
- e) *Los indicadores de calidad del SIN: disponibilidad histórica, tasas de falla y reparación, etc.*

Artículo 38: El ODS definirá escenarios de simulación que permitan evaluar el funcionamiento del sistema de transmisión en condiciones de máxima exigencia. Los escenarios estarán clasificados por máxima, media y mínima demanda, diferenciando a su vez las épocas seca y lluviosa.

Artículo 39: Los resultados de los análisis que realice el ODS como parte de los estudios de seguridad operativa, según corresponda al tipo de estudio, incluirán:

- a) *Recomendaciones para modificar fechas de entrada de proyectos identificados como convenientes en los estudios previos.*
- b) *Nuevos Circuitos / Transformadores / Compensación Reactiva requeridos para dar cumplimiento a los CCSD establecidos para el SIN.*
- c) *Fechas de Entrada en operación de los refuerzos adicionales requeridos para el Sistema de Transmisión.*
- d) *Costos de Inversión (Millones USD) asociados con las obras indicadas en los puntos anteriores.*

Artículo 40: En forma complementaria el ODS deberá presentar los siguientes resultados:

- a) *Perfiles esperados del voltaje en las barras del sistema de transmisión, en condiciones normales y en estados de emergencia.*
- b) *La estabilidad del SIN ante grandes y pequeñas perturbaciones.*
- c) *Niveles de falla en los nodos de la SIN.*

- d) *Tiempos críticos de despeje de fallas en el SIN.*
- e) *Coordinación de protecciones y medidas suplementarias.*
- f) *Esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje.*
- g) *Reservas para regulación primaria y secundaria de la frecuencia.*
- h) *Recomendaciones sobre otros servicios complementarios.*
- i) *Los límites de transferencias entre las áreas de control.*
- j) *Restricciones eléctricas y operativas en el SIN.*
- k) *Estudios de confiabilidad.*

Artículo 41: Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD). Los Estudios Eléctricos deberán cumplir con los CCSD que establezca la normativa vigente (se adjunta como ANEXO I). En caso de que estos criterios no estén especificados como alternativa se utilizarán los siguientes criterios de operación:

- a) Criterios para red en condición N:
 - i. Voltajes dentro de $\pm 5\%$ del valor nominal
 - ii. Carga líneas/transformadores hasta 100% del RATE A (límite permanente)
- b) Criterios para red en condición N-1:
 - i. Voltajes dentro de $\pm 10\%$ del valor nominal
 - ii. Carga líneas/transformadores hasta 100% del RATE C (límite emergencia)
 - iii. No debe haber Energía No Servida
- c) Contingencias evaluadas
 - i. Salida simple de circuitos de 230 kV, 138 kV, 69 kV
 - ii. Salida de unidades generadoras importantes
- d) Elementos monitoreados:
 - i. Barras
 - ii. Líneas de transmisión
 - iii. Transformadores
 - iv. Equipos comprendidos entre 69 kV - 230 kV

Notas:

- a) El RATE A representa el límite de operación en estado normal y permanente (operación sin límite de tiempo) correspondiente a un determinado equipamiento que forma parte del Sistema de Transmisión. Los Estudios Eléctricos deberán permitir verificar que no se superan dicho límite (sobrecargas) en régimen normal.
- b) El RATE C se corresponde al límite térmico de operación en emergencia correspondiente a un determinado equipamiento que forma parte del Sistema

de Transmisión. Por lo tanto es el valor que potencia se puede admitir durante un lapso de tiempo (que debe estar definido) luego de una contingencia.

TITULO III RESULTADOS,

CAPITULO I. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Artículo 42: El ODS emitirá un documento final en donde se presenten los estudios realizados para determinar el Plan de Expansión de la Transmisión con el siguiente contenido mínimo:

- Resumen Ejecutivo.
- Introducción: Descripción del contenido del informe, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del sistema de transmisión y los criterios generales aplicados para su confección.
- Diagnóstico de la condición actual y para los próximos tres años del Sistema de Transmisión.
- Modificaciones propuestas a la presente Norma Técnica que a criterio del ODS sean conveniente tomar en cuenta con sus correspondientes justificaciones.
- Datos utilizados en el proceso de planificación, indicando origen de los datos. En el caso de ser datos estimados por el ODS deberá incluir las referencias utilizadas para la estimación de los datos.
- Plan de Expansión de la Transmisión
- Ampliaciones menores del Sistema de Transmisión que se deberían realizar para mejorar la eficiencia y la calidad de servicio del Sistema de Transmisión.
- Coordinación de las expansiones del Sistema de Transmisión con las ampliaciones que realicen las Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados.
- Requerimiento de Ampliaciones Adicionales por parte de los Agentes.
- Plan de reposición de los activos existentes, definido como las renovaciones y mejoras a los bienes e instalaciones que están en explotación, si suponen un aumento de la capacidad de transmisión o inciden en alargar la vida útil de los activos.
- Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los resultados del Plan de Expansión de la Transmisión.
- Resultados de los estudios de seguridad operativa.
- Conclusiones Relevantes. Análisis de Riesgos. Aspectos críticos que condicionan la optimalidad del plan de expansión propuesto.

Artículo 43: El diagnóstico de las condiciones de funcionamiento eléctrico y del desempeño del Sistema de Transmisión actual y para los próximos 3 años deberá indicar los niveles de tensión en barras, nivel de carga de los componentes, situaciones de congestión y nivel de confiabilidad en barras del Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 44: Como parte del Plan de Expansión de la Transmisión el ODS deberá indicar las obras del Plan de Expansión de corto plazo (próximos dos años) y las que se requieren en el mediano/largo plazo (hasta el año diez). Para las obras requeridas en el corto plazo deberá indicar claramente los motivos técnicos / económicos que justifican las mismas.

Artículo 45: El ODS debe incluir un detalle de los costos de inversión asociados con el Plan de Expansión de la Transmisión. Deberá además indicar el cronograma estimado de desembolsos

requeridos para realizar las obras incluidas en el Plan de Expansión de la Transmisión.

Artículo 46: El ODS debe identificar para cada ampliación del sistema de transmisión incluida en el Plan de Expansión de la Transmisión los agentes que se consideran beneficiarios de las mismas.

Se considera que un agente es beneficiario de una ampliación del Sistema de Transmisión cuando se cumplen con alguna de las siguientes condiciones:

- a) Agentes Consumidores:
 - Se mejora la calidad del abastecimiento del agente consumidor.
 - Se puede abastecer su demanda sin limitaciones en condiciones operativas normales (sin contingencias).
 - El costo de abastecimiento de la demanda, asumiendo que compra todo su requerimiento de energía en el mercado spot, se reduce por efecto de menores costos de pérdidas y de congestión en el sistema de transmisión.
- b) Agentes Generadores:
 - El despacho económico de generación resulta sin restricciones que limiten la producción del generador.
 - Se incrementan sus ingresos por venta de su producción en el mercado spot por menores costos de pérdidas y de congestión en el sistema de transmisión.

Artículo 47: El beneficio que obtiene un agente generador de una ampliación del Sistema de Transmisión de Corto Plazo no podrá ser dependiente sensiblemente de la instalación de una nueva unidad de generación cuya construcción no haya comenzado.

Artículo 48: El ODS deberá identificar las ampliaciones de transmisión que tienen muy pocos beneficiarios, típicamente porque permiten la conexión al Sistema de Transmisión de un nuevo generador o una nueva demanda. Estas ampliaciones deberán quedar condicionadas a la cobertura de costos por parte del agente beneficiario.

Artículo 49: El ODS deberá incluir en el informe un análisis de riesgos, adecuadamente fundamentados, asociados al Plan de Expansión propuesto. Los resultados del análisis de riesgos deberán ser considerados como un elemento de juicio adicional para la selección final de la alternativa más conveniente del Plan de Expansión.

Artículo 50: El Plan de Expansión de la Transmisión deberá incluir una evaluación económica social de tal manera de verificar su impacto sobre la sociedad y de brindar elementos de juicio en el ámbito gubernamental con relación a la aplicación de la política energética y de la regulación vigente en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Artículo 51: El ODS deberá incluir como parte del Plan de Expansión de la Transmisión propuesto una evaluación del impacto tarifario sobre los agentes del mercado incluyendo una estimación de la afectación a los usuarios del sistema de transmisión.

CAPITULO III. APROBACIÓN Y PUBLICACIÓN

Artículo 52: El ODS realizará una consulta pública para evaluar el Plan de Expansión de la Transmisión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las ampliaciones de Transmisión a ejecutar, incorporadas en el Plan de Expansión de Corto Plazo y del Plan de Expansión de largo Plazo.

Artículo 53: Sobre la base del resultado de la consulta pública y de los estudios realizados por el ODS conforme se detallan en la presente Norma Técnica, la CREE analizará el Plan de Expansión de la Transmisión propuesto por el ODS, y las observaciones recibidas de los usuarios como parte de la consulta pública. De ser necesario, solicitará al ODS las modificaciones requeridas, previo a su aprobación.

Artículo 54: La CREE deberá analizar, evaluar y calificar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión propuesto por el ODS bajo los siguientes criterios:

- **Aprobado:** cuando no existan observaciones y cumple con los requerimientos establecidos en la presente Norma Técnica y otras regulaciones vigentes.
- **Con observaciones:** que deberán ser subsanadas por el ODS para su aprobación por parte de la CREE.
- **Desaprobado:** Cuando no cumple con los requerimientos establecidos en la presente Norma Técnica y otras regulaciones vigentes.

En el caso de que el Plan de Expansión de la Transmisión propuesto por el ODS resulte **Desaprobado** por la CREE deberá proceder con las instrucciones requeridas para determinar un nuevo Plan de Expansión a la brevedad posible, siendo en tal caso el ODS pasible de las sanciones que oportunamente establezca la CREE en cumplimiento de lo establecido al respecto en la LGIE, Artículo 26. Infracciones y Sanciones.

Artículo 55: La aprobación por parte de la CREE de las Ampliaciones de Transmisión a ejecutar incorporadas en el Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo y la Reposición de instalaciones a ejecutar incluirá el monto presupuestado y el plazo de ejecución a partir del cual la obra se considerará en servicio, asumiendo la Empresa de Transmisión todas las consecuencias derivadas de su indisponibilidad.

ANEXO I

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño en Honduras

CCSD

Tegucigalpa Julio de 2018

CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO

GENERALES

Artículo 1. : Objetivo de CCSD. Los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD), son requisitos técnicos mínimos de operación en el SIN. Estos criterios son los que el ODS deberá utilizar con el objetivo de mantener un funcionamiento adecuado en el uso de los equipos eléctricos de los usuarios y mantener armonía con los criterios regionales.

Artículo 2. Gradualidad. Al final de cinco (5) años a partir de la puesta en operación del ODS, los CCSD con los cual opere el ODS deberán ser los mismos establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Artículo 3. Diseño de Instalaciones que forman parte de la RTR. Los equipamientos existentes y a instalar en la RTR, que estén instalados dentro de los límites territoriales de Honduras, deberán necesariamente cumplir con las normas de diseño establecidas en el numeral 16.1 del Libro III del Reglamento del MER.

Artículo 4. Responsable de CCSD. Es responsabilidad del ODS operar las instalaciones que afecten el desempeño de la RTR cumpliendo con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en este Reglamento y en concordancia con los CCSD, definidos a nivel regional. Si alguna instalación no los cumple y esa situación implica un riesgo para las condiciones de operación del SIN o del SER, el ODS deberá emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de la instalación.

CRITERIOS DE CALIDAD

Artículo 5. Criterios de Calidad. Los criterios de calidad son requisitos técnicos mínimos de voltaje y frecuencia, con los que se debe operar el SIN en condiciones normales de operación. El objetivo de estos criterios es asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MEN sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los Usuarios de acuerdo con los estándares internacionales.

Artículo 6. Magnitud de Voltaje. La magnitud del voltaje en los nodos de transmisión debe mantenerse dentro del rango 0.95 y 1.05 por unidad (pu), manteniendo un factor de potencia adecuado de las inyecciones y retiros.

Artículo 7. Distorsión de Armónicos. Nivel máximo de distorsión por armónicos y las variaciones de la magnitud del voltaje en el SIN, debe cumplir con lo establecido en las normas IEC-1000-4-7, IEC-1000-4-15 e IEEE-519.

Artículo 8. Equipos Estáticos de Compensación. Los Agentes Transmisores y las Empresas Transmisoras deberán contar con los equipos estáticos de compensación necesarios para la regulación de tensión.

Artículo 9. Operación de Generadores. La operación de generadores deberá ser siempre dentro de su curva de capacidad y sus equipos de control de voltaje, incluyendo capacitores, reactores y transformadores con cambiadores de taps bajo carga (LTC).

Artículo 10. Frecuencia Nominal. La frecuencia nominal del SIN es sesenta (60) Hz.

Artículo 11. Variaciones de frecuencia. En operación normal para las variaciones de frecuencia promedio en periodos de 10 minutos, deberán estar comprendidas dentro del rango $(60 \pm 1.65 \sigma)$ Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos. Las variaciones de frecuencia en operación nominal se deberán presentar en el rango mencionado en por lo menos cinco (5) periodos de diez (10) minutos, para el margen de una (1) hora.

Artículo 12. : Condición de Emergencia de Largo Plazo. Se considera condición de emergencia de Largo Plazo cuando el voltaje en los nodos de transmisión, están dentro del rango 0.93 y 0.95, o 1.05 y 1.07 por unidad (pu), manteniendo un factor de potencia adecuado de las inyecciones y retiros, siempre y cuando los voltajes de distribución se mantengan en $\pm 5\%$ del voltaje nominal para las zonas de influencia. Esta condición no deberá ser de carácter permanente un periodo máximo de 5 horas continuas.

Artículo 13. Condición de Emergencia de Corto Plazo. Se considera condición de emergencia de Corto Plazo cuando el voltaje en los nodos de transmisión está debajo de 0.93 o sobre 1.07 por unidad (pu). Se deberán tomar acciones inmediatas para evitar esta condición: uso de servicios complementarios localizados en el área de influencia, convocar a generadores fuera de despacho económico, y finalmente retiros de carga que pueda aliviar esta condición. El periodo máximo permitido para esta condición es de quince (15) minutos.

CRITERIOS DE SEGURIDAD

Artículo 14. Criterios de Seguridad. Los criterios de seguridad son requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el SIN con el objetivo de mantener una operación estable y limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias.

Artículo 15. Operación Normal. El sistema deber ser estable, la carga en los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa y no debe haber desconexión de la carga.

Artículo 16. Contingencia Simple. Se define una contingencia como la pérdida de un elemento por una falla liberada por la protección primaria o pérdida del elemento sin que ocurra falla. Se consideran contingencias simples las siguientes:

- a) *El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad del voltaje;*
- b) *No deben producirse disparos en cascada;*
- c) *La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico.*

Para cumplir con los requerimientos anteriores no se debe:

- a) *Desconectar carga en forma automática; y*
- b) *Reducir las transferencias entre países.*

En los vínculos del sistema eléctrico que sufran de transferencia de energía que por despacho económico y condiciones de red bajo voltaje hagan que alguno de estos elementos llegue a su capacidad Nominal por más de un (1) periodo de treinta (30) minutos se deberá mantener en el área importadora que limita este elemento una reserva tal que permita:

- a) *La contingencia del generador más grande ubicado en el área importadora que no produzca el disparo del elemento.*

- b) *Mantener un voltaje de transmisión que no sea inferior al 93% del voltaje nominal en transmisión en estos vínculos o en el área importadora para una condición de corto plazo, los voltajes de distribución deben de mantenerse dentro del criterio estándar de tensión.*

Se exceptúa el literal b) de este Artículo a las zonas Radiales, transformadores con muy bajo índice de falla, donde la red eléctrica no cuenta con un medio de soporte redundante que permita mantener la continuidad de servicio de manera realista, considerando que no existen generadores capaces de mantener en operación una isla de forma independiente.

Artículo 17. Contingencia Múltiple. Se define una contingencia múltiple la pérdida de dos o más elementos por una falla liberada por la protección primaria o de respaldo o ante la pérdida de los elementos sin que ocurra falla. Se consideran contingencias múltiples:

- a) *Pérdida de sección de barra;*
- b) *Pérdida de todos los circuitos montados en la misma torre de una línea de varios circuitos; y,*
- c) *Una contingencia simple seguido de otra contingencia simple.*

Se deberán tomar acciones inmediatas tal que:

- d) *El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad del voltaje;*
- e) *No deben producirse disparos en cascada; y,*
- f) *La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico.*

Para cumplir con los anteriores requerimientos:

- g) *Se permite desconectar carga y generación.*

Artículo 18. Contingencia Extrema. Se considera contingencia extrema la pérdida de todas las líneas en un mismo derecho de paso, todos los generadores de una misma planta, o todas las secciones de barra de una subestación. Una contingencia extrema se caracteriza por:

- a) *Todo el sistema interconectado o porciones del mismo podrían no alcanzar una condición de operación estable.*
- b) *Formación de islas*
- c) *Perdida de carga y generación en áreas geográficas extensas.*

Los criterios establecidos en este título, de igual forma, deben ser cumplidos con todos los componentes en servicio.

Después de una contingencia múltiple, se debe ajustar el sistema a su estado normal en un tiempo no mayor a treinta (30) minutos, para que el mismo quede habilitado para soportar la siguiente contingencia. También se permite que algunos elementos se carguen al límite térmico de emergencia.

Artículo 19. Límite operación normal o capacidad operativa. Se define como límite de operación normal o capacidad operativo aquel que sea igual al límite térmico del conductor, corregido a una temperatura ambiente de cuarenta (40) grados centígrados. Este límite sirve para establecer los

límites de transmisión de la programación de la operación y análisis de contingencia. Para los transformadores este límite es igual a la capacidad nominal de los transformadores. Ambos límites se deberán presentar en amperios, pero se podrán indicar en un equivalente en MW previendo las condiciones especiales de operación bajo voltaje.

Artículo 20. Límite de operación de Corto Plazo. Se establece el límite de operación de corto plazo como el ciento cinco (105%) de la capacidad térmica corregida a cuarenta (40) grados centígrados para líneas de transmisión. Para transformadores el límite se establece en ciento cinco (105%) de su capacidad Nominal, el periodo de operación de corto Plazo no debe superar las cinco (5) horas continuas al día.

Artículo 21. Límite de operación de corto plazo. Se establece el límite de operación de corto plazo para líneas de transmisión como el ciento diez (110%) de la capacidad térmica del conductor corregida a cuarenta (40) grados centígrados. Para transformadores este límite es del ciento diez (110%) de la capacidad nominal. En este momento se considera que se deben tomar acciones inmediatas para aliviar la sobrecarga, el elemento en este estado no debe permanecer por más de treinta (30) minutos.

CRITERIOS DE DESEMPEÑO

Artículo 22. Criterios de Desempeño. Los criterios de desempeño son requisitos técnicos mínimos que deben cumplir las áreas de control con el objetivo de mantener el balance carga/generación manteniendo las inyecciones y retiros programados, y a la vez contribuyendo a la regulación nacional de la frecuencia.

Artículo 23. Regulación Secundaria. Los criterios de Desempeño de la Regulación Secundaria de frecuencia son requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir cada una de las áreas de control con el fin de mantener el balance carga/generación, cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia por medio del Control Automático de la Generación. Los criterios de desempeño relacionados a regulación secundaria por parte de las unidades generadoras son:

- a) *Las áreas de control deberán de operar sus Controles Automáticos de Generación (AGC), en el modo de frecuencia y control de intercambios conocido por su nombre en inglés "Tie-Line Frequency Bias".*
- b) *Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación secundaria suficiente para cumplir con el criterio CPS (Control Performance Estándar).*
- c) *Todas las plantas mayores a ocho (8) MW deberán garantizar la capacidad de participar en la regulación secundaria de frecuencia con al menor el cinco por ciento (5%) de su capacidad nominal.*

Artículo 24. Regulación Primaria. Criterio de Desempeño de la Regulación Primaria de frecuencia son requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir cada una de las áreas de control con el fin de limitar las desviaciones de frecuencia, variando la generación de las unidades de manera inversamente proporcional a las variaciones de frecuencia. Los criterios de desempeño relacionados a regulación primaria por parte de las unidades generadoras son:

- a) *Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de la acción de los reguladores de velocidad.*
- b) *La banda muerta de intencional de todos los reguladores de velocidad deberá ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal.*
- c) *Todos los reguladores de velocidad deben operar con un estatismo (“Speed Droop” por su nombre en inglés) del tres por ciento (3%), en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.*
- d) *Cada una de las áreas de control debe de contar con la reserva rodante de regulación primaria para limitar las desviaciones de frecuencia tanto durante la operación normal como ante la ocurrencia de contingencias. Esta reserva deberá ser como mínimo del cinco por ciento (5%) de la demanda durante periodos de demanda máxima, media y mínima. Todos los generadores sincronizadores al sistema eléctrico deben de reservar el cinco por ciento (5%) de su potencia máxima posible a inyectar.*

Artículo 25. Desempeño de las áreas de control ante la pérdida de generación. El Criterio de Desempeño ante Pérdida de Generación son requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir cada una de las áreas de control con el objeto de retornar los flujos en las interconexiones y la frecuencia a sus valores programados, después de una pérdida de generación. El procedimiento de aplicación de este criterio es:

- a) *Reducir el valor a cero del ACE (Error de Control de Área), en un tiempo máximo de quince (15) minutos después de ocurrida la pérdida de generación.*
- b) *Cada área de control deberá contar con suficiente reserva de contingencia: reserva rodante, reserva fría y bloques de carga interrumpible.*

Artículo 26. Regulación de Voltaje.

- a) *Todas las plantas superiores a diez (10) MW, deberán contar con equipos de regulación de voltaje de tal manera que estos equipos puedan operar de forma paralela con otras plantas del sistema en Modo de control por caída de tensión (“Voltage Droop”). El analista de seguridad operativa deberá analizar la variación de la producción de electricidad y habilitar las plantas que sea necesarias para proveer este servicio de regulación, de tal forma que el voltaje se encuentre dentro del rango de operación normal $\pm 5\%$ del nominal, frente a la máxima variación de potencia esperada y ante contingencia n-1 del sistema principal de transmisión.*
- b) *Todos los reguladores de tensión deberán ser capaces de recibir consigna de tensión, en base a su punto de entrega y dentro de los límites de operación normal, también deberán proveer una capacidad reactiva equivalente al $\pm 33\%$ de su potencia nominal, para generadores no convencionales y para generadores convencionales $\pm 50\%$ de su potencia nominal.*