



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## RESOLUCIÓN CREE-099

### RESULTADOS

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica con el fin de avanzar en el desarrollo regulatorio para el Mercado Eléctrico Nacional, aprobó mediante Resolución CREE-044 del 29 de septiembre de 2017 las bases para el Concurso que permitiera la elaboración de Norma Técnica de Planificación Indicativa de Generación y la Norma Técnica de Expansión de la Red de Transmisión

Mediante Resolución CREE-061 del 29 de enero de 2018 se autorizó la contratación del Consultor encargado de llevar a cabo la Norma Técnica de Planificación Indicativa de Generación y la Norma Técnica de Expansión de la Red de Transmisión, recayendo la misma en la sociedad Mercados Energéticos Consultores S.A.

Mediante Resolución CREE-086 del 3 de agosto de 2018 se amplió el alcance de la consultoría a fin de que Mercados Energéticos Consultores S.A. llevará a cabo la Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en países de Centroamérica.

El Consultor ha entregado el informe de Avance No.2, el cual detalla las propuestas para el contenido de dichas Normas Técnicas y sus respectivas secciones. Asimismo, ha entregado el producto que corresponde al Adendum (Avance No.3) al contrato, producto que se estableció permitiera la Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en países de Centroamérica.

Como parte de este proceso se llevó a cabo la socialización de estos productos y los resultados de este proceso de socialización fueron incorporados por el Consultor en los casos pertinentes.

La Unidad Técnica llevó a cabo la revisión de los productos entregados emitió oportunamente observaciones las cuales fueron incorporadas por el consultor.

### CONSIDERANDOS

Que de acuerdo con 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 Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

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.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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 expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la LGIE y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

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 Ordinaria CREE-041-2018 del 23 de octubre de 2018, el Directorio de Comisionados acordó emitir la presente Resolución.

### 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 Artículo 4 del Reglamento Interno del Directorio de Comisionados de la CREE, por unanimidad de los Comisionados presentes.

### RESUELVE

- A) Aprobar el Informe de Avance No.2 que contiene las propuestas revisadas para las Normas Técnicas de Planificación de la Expansión de la Red de Transmisión y Plan Indicativo de la Expansión Indicativa de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.
- B) Aprobar el Informe para la Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en países de Centroamérica.
- C) Instruir a la Dirección Ejecutiva para que de conformidad con las disposiciones legales pertinentes y el Contrato de Servicios de Consultoría No. CREE-01-2018 proceda al pago de los productos entregados y aprobados.
- D) Comuníquese.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

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 DE AVANCE #2

Preparada para:



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

Octubre, 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.....  | 9  |
| TITULO II CRITERIOS, PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA A CONSIDERAR PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES ..... | 18 |
| CAPÍTULO I. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN.....   | 18 |
| CAPÍTULO II. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES .....   | 22 |
| CAPÍTULO III. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA .....   | 23 |
| CAPÍTULO IV. PRONÓSTICO DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE .....  | 25 |
| CAPÍTULO V. DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO .....  | 26 |
| TITULO III RESULTADOS, .....   | 28 |
| CAPITULO I. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....  | 28 |
| 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 DE AVANCE #2

### 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 DE AVANCE Nro 2** correspondiente al **PLAN DE TRABAJO Y ANÁLISIS INICIAL**, el cual presenta el diseño final propuesto de la Norma Técnica correspondiente al Plan de Expansión de la Transmisión, y de la Norma Técnica correspondiente al Plan de Expansión Indicativo de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.

**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 para determinar 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 II, Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

**Artículo 2: Acrónimos**

**CREE:** Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

**EOR:** Ente Operador Regional

**MEN:** Mercado Eléctrico Nacional

**MER:** Mercado Eléctrico Regional

**NT:** Norma Técnica

**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

**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).

**Empresas Generadoras:** Agentes 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.

**Empresa Comercializadora:** Empresa que realiza la actividad de comercialización y que se encuentra desvinculada patrimonialmente de otros agentes que realizan las actividades de generación, transmisión y distribución.

**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.

**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 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 de Oportunidad Regional:** Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a contratos.

**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 indicativa de la operación del SIN que el Operador del Sistema efectúa con un horizonte plurianual con la periodicidad fijada en esta Norma Técnica.

**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.

**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.

**Sistema Secundario de Transmisión:** Es aquel formado por las instalaciones de conexión al Sistema Principal de Transmisión tanto de las Generadoras como de los Consumidores Calificados. Las conexiones futuras al sistema principal promovidas por las Generadoras y Consumidores Calificados deben ser realizadas conforme a lo dispuesto en el Artículo 13 de la Ley referido a las obras de interés particular.

#### 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.

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. Por ejemplo, el documento correspondiente al Plan de Expansión propuesto que abarca los años 2020-2029 deberá ser presentado por el ODS a la CREE antes del treinta (30) de septiembre de 2019. 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 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 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 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 Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.

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 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 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, validar toda la información técnica recibida 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 (m<sup>3</sup>/s).
  - g. Caudal Ecológico (m<sup>3</sup>/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.)
  - 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 (Km<sup>2</sup>).
  - e. Volumen del embalse (millones de m<sup>3</sup>).
7. Otros Datos
  - a. Tabla con los datos de los coeficientes de producción (MW/m<sup>3</sup>/seg) por cada nivel de almacenamiento definido en la tabla cota – área – volumen del embalse.
  - b. Caudal turbinado mínimo (m<sup>3</sup>/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 (m<sup>3</sup>/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.). Número de días de salida forzada por año para mantenimientos programados.
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.). Número de días de salida forzada por año para mantenimientos programados.

### 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**

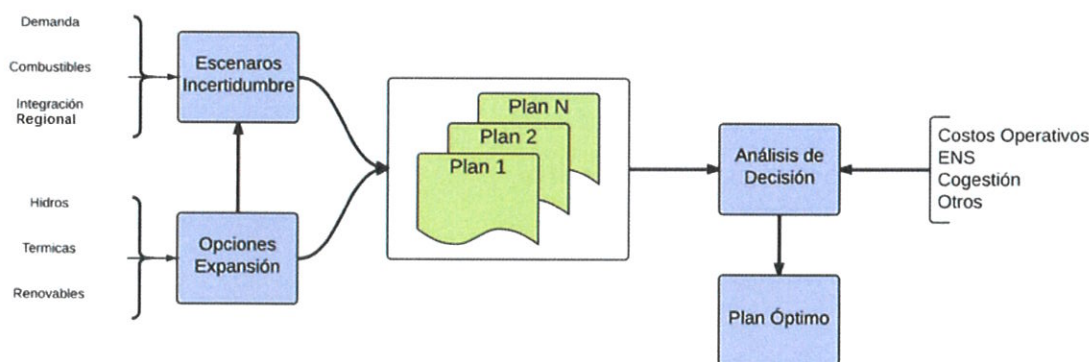
Artículo 19: El procedimiento que utilizará el ODS para elaborar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y de las Interconexiones Internacionales constará de los siguientes pasos:

- 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).

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).

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 O y M de generación, costos de ENS, otros costos que el ODS estime conveniente incluir en la evaluación.

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<br>Costo Inversión<br>[Millones USD] | Valor Actual Neto Costos de Operación [Millones USD] |                 |                 |     |                 |
|--------|--|--|-----------------|-----------------|-----|-----------------|
|        |  | Esc Ref  | Esc Sens.<br>#1 | Esc Sens.<br>#2 | ... | Esc Sens.<br>#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 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: 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 22: 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. **Herramienta de modelado para la planificación de largo plazo.**

## CAPÍTULO II. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Artículo 23: 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 24: 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 25:** 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 de seguridad operativa incluidos dentro del procedimiento utilizado para determinar el Plan de Expansión de la Transmisión.

**Artículo 26:** 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 27:** 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 28: 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. Los resultados incluyen la totalidad de los años del plan de expansión del Sistema de Transmisión y comprenden: demanda máxima y mínima y factor de potencia 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 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 29:** 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

**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

**Artículo 30:** La demanda de energía total a nivel del SIN (Paso I) será determinada por el ODS utilizando métodos econométricos que tomen como variables explicativas entre otras las siguientes: i) nivel de actividad económica (Producto Bruto Interno – PBI); ii) población; iii) nivel de electrificación; iv) Tarifas Finales.

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

E<sub>Anual</sub> [MWh]: Demanda de Energía anual total a nivel del SIN

D<sub>Max</sub> [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 31:** 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 32:** 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 33:** 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 punto

anterior sean compatibles con los valores de demanda informados por el agentes del mercado 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 cambios adoptados.

**Artículo 34:** La demanda a nivel de cada nodo del Sistema Principal de Transmisión debe incorporar la demanda de los Consumidores Calificados que tomen energía en cada nodo. A tal efecto el ODS deberá analizar la información suministrada por los Usuarios Calificados 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 demanda a futuro de los Usuarios calificados.

**Artículo 35:** 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 los Usuarios Calificados determinada conforme lo indicado en el párrafo anterior.

## **CAPÍTULO IV. PRONÓSTICO DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE**

**Artículo 36: Pronóstico de Precios de Combustibles:** La determinación del Plan de Expansión de la Transmisión y 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 Mayorista (MEM) 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 MEM.

**Artículo 37:** 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) y/o el Banco Mundial (World Bank).

**Artículo 38:** 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 39:** 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 40:** Los Precios de Combustibles se deben proyectar en Dólares de los 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 41: 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 42:** 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.

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

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

$\beta_L$ : 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).

$\pi_{USA}$ : Inflación esperada de largo plazo en USA

**Artículo 43:** 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 (UST-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 ( $\beta$ ) | 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 la muestra de empresas de la industria eléctrica de Estados Unidos considerada para estimar el riesgo sistemático o beta, obtenido del ya mencionado sitio de 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 44:** 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 sistema eléctrico 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, Fecha esperada 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 45:** 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 46:** 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 47:** 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 48:** 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 usuarios como parte de la consulta pública. De ser necesario, solicitará al ODS las modificaciones requeridas, previo a su aprobación.

**Artículo 49:** 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:

- **Desaprobado:** Cuando no 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.
- **Aprobado:** cuando no existan observaciones y 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** 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.



# 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 DE AVANCE #2

Preparada para:



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

Septiembre, 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 ..... | 16 |
| TITULO III RESULTADOS, .....  | 22 |
| CAPITULO I. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN.....   | 22 |
| CAPITULO III. APROBACIÓN Y PUBLICACIÓN.....   | 23 |

---

# 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 DE AVANCE #2

### 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 DE AVANCE Nro 2 correspondiente al PLAN DE TRABAJO Y ANÁLISIS INICIAL, el cual presenta el diseño básico de la Norma Técnica correspondiente al Plan de Expansión de la Transmisión, Plan de Expansión Indicativo de la Generación y de las Interconexiones Internacionales.

---

**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**

**CREE:** Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

**EOR:** Ente Operador Regional

**MEN:** Mercado Eléctrico Nacional

**MER:** Mercado Eléctrico Regional

**MO:** Mercado de Oportunidad

**NT:** Norma Técnica

**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

**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).

**Empresas Generadoras:** Agentes 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.

**Ingresos Variables del Sistema Principal de Transmisión:** Ingresos adicionales obtenidos como resultado de las transacciones en el Mercado de Oportunidad con precios nodales en cada hora. Su monto es la diferencia de la suma del precio nodal multiplicado por la cantidad de energía retirada en ese nodo y la suma del precio nodal multiplicado por la cantidad de energía inyectada en ese nodo, aplicado a todos los nodos del Sistema Principal Transmisión. Estos ingresos variables reflejan el incremento de costos del despacho debido a las pérdidas y a las congestiones en el Sistema Principal Transmisión.

**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 indicativa de la operación del SIN que el Operador del Sistema efectúa con un horizonte plurianual con la periodicidad fijada en esta Norma Técnica.

**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.

**Sistema Secundario de Transmisión:** Es aquel formado por las instalaciones de conexión al Sistema Principal de Transmisión tanto de las Generadoras como de los Consumidores Calificados. Las conexiones futuras al sistema principal promovidas por las Generadoras y Consumidores Calificados deben ser realizadas conforme a lo dispuesto en el Artículo 13 de la Ley referido a las obras de interés particular.

#### **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 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: Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.** 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.

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. Por ejemplo, el documento correspondiente al Plan de Expansión propuesto que abarca los años 2020-2029 deberá ser presentado por el ODS a la CREE antes del treinta (30) de septiembre de 2019. 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 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 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 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 y Grandes Consumidores 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 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.

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 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.** 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 requerida para Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa.** 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 de Seguridad Operativa.

**Artículo 14: Datos requeridos de los Agentes Generadores para realizar los Estudios Eléctricos para verificación del cumplimiento de los CCSD.** Todos los Agentes Productores que operen en el Mercado y se conecten al SIN, están en la obligación de suministrar al ODS la información siguiente:

1. Localización 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).
  - d. Capacidad nominal (MW).
  - e. Capacidad mínima permisible (MW).
  - f. Factor de potencia de las unidades.
  - g. Curvas de capacidad de las unidades.
  - h. 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, expresada en MW-Seg/MVA.
6. Constante de tiempo, expresadas en 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) en 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 para Estudios Eléctricos para cumplimiento de los CCSD 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 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 Líneas
  - 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 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).
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.

**Artículo 16: 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, infraestructura de transporte, 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 17:** 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 Criterios de Seguridad Operativa.*
- 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 18:** *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.
- **Criterio de Mínimo Costo:** La suma de los costos de inversión más el valor esperado (valor presente neto) del costo operativo asociado con el Sistema de Transmisión deberá ser mínimo.

El costo operativo del sistema de transmisión (\$COT) resultará de la suma de los costos por pérdidas y costos de la ENS, y costos de Operación y Mantenimiento (\$CO&M) resultantes para el cada año dentro del horizonte de planificación.

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 19:** 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 20:** 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.

En cada hora (h) los costos operativos (\$COT (h)) se obtendrán como suma de:

- Costos de Operación y Mantenimiento (\$O&M) correspondientes a los refuerzos del sistema de transmisión
- Diferencia entre el Total remunerado a los generadores por sus Ventas de energía (\$GEN(h)) menos el total abonado por los consumidores por sus Compras de energía (\$DEM(h)), incluyendo el costo de la ENS resultante para cada nodo.

Los montos asociados a compras y ventas se determinarán asumiendo que toda la energía se comercializa en el mercado spot a los precios horarios de la energía en los nodos donde se encuentren localizados los generadores y los consumidores.

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

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

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

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:** 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 presente Norma Técnica.

**Artículo 22:** 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 23:** 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 24:** 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 25:** 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 26:** 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
- Cualquier otra alternativa que el ODS considere conveniente / posible.

**Artículo 27:** 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 28:** Determinación de los refuerzos adicionales requeridos en el Sistema de Transmisión para cumplir con los Criterios de Seguridad Operativa. El ODS deberá realizar estudios de seguridad operativa con el objetivo de determinar las ampliaciones adicionales requeridas en el Sistema de Transmisión para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad del SIN.

**Artículo 29:** 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 30:** Los estudios de seguridad operativa 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 casada
- 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 31:** El programa de análisis de redes de potencia deberán permitir una representación adecuada de por lo menos:

- a) *La 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 32:** Los estudios eléctricos de seguridad operativa 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 33:** Los estudios de seguridad operativa 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 34:** Los estudios de seguridad operativa, 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, cuya operación afecten el comportamiento del SIN.*
- e) Los indicadores de calidad del SIN: disponibilidad histórica, modos de falla, tasas de falla y reparación, etc.*

**Artículo 35:** 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 36:** 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 requeridos para dar cumplimiento a los CCSD establecidos para el SIN.*
- c) Necesidades de compensación reactiva en el SIN.*
- d) Fechas de Entrada en operación de los refuerzos adicionales requeridos para el Sistema de Transmisión.*
- e) Costos de Inversión (Millones USD) asociados con las obras indicadas en los puntos anteriores.*

**Artículo 37:** 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 38: Criterios de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD).** Los estudios de seguridad operativa deberán cumplir con 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, 115/138 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

## TITULO III RESULTADOS,

### CAPITULO I. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

**Artículo 39:** 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 40:** 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 41:** 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 42:** 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 43:** 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 44:** 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 45:** 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.

**Artículo 46:** 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 47:** 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 48:** 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, el Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes y del Plan de Expansión de largo Plazo.

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

- **Desaprobado:** Cuando no 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.
- **Aprobado:** cuando no existan observaciones y 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 51:** 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.



# 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

Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en países de Centroamérica

Preparada para:



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

Octubre, 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

## DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO PARA LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PAÍSES DE CENTROAMÉRICA

### CONTENIDO

|   |    |
|---|----|
| SECCIÓN I: INTRODUCCION .....                             | 3  |
| 1. OBJETO.....  | 3  |
| 2. DESARROLLO METODOLÓGICO .....                          | 4  |
| 3. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS .....                  | 6  |
| 3.1. Tasa Libre de Riesgo .....                           | 6  |
| 3.2. Determinación de la Prima por Riesgo País .....      | 7  |
| 3.3. Riesgo Sistemático de la Industria.....              | 8  |
| 3.4. Premio por Riesgo .....                              | 9  |
| 4. RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROPIO .....                  | 10 |
| 5. COSTO DE DEUDA.....                                    | 11 |
| 6. ESTRUCTURA DE CAPITAL.....                             | 13 |
| 7. COSTO PROMEDIO DEL CAPITAL EN TÉRMINOS NOMINALES ..... | 14 |
| 8. COSTO PROMEDIO DEL CAPITAL EN TÉRMINOS REALES .....    | 16 |
| 9. CONCLUSIONES.....                                      | 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

## DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO PARA LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PAÍSES DE CENTROAMÉRICA

### INFORME DE AVANCE #3

## SECCIÓN I: INTRODUCCION

### 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 corresponde a la Determinación de la Tasa de Descuento en base a la cual se determinan los costos anuales de inversión correspondientes a inversiones en generación y transmisión en los países de Centroamérica.

Dicha Tasa de Descuento (Costo de Capital) se calcula en primer lugar a través del modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model), el cual permite determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento solicitado por los accionistas; y efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo.

Por otra parte, y considerando que tanto la actividad de generación como la de transmisión se suelen financiar con capital propio y con endeudamiento, se estima la tasa de retorno total mediante el modelo WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*). Dicho método adiciona al costo del capital propio, previamente calculado por CAPM, el costo marginal de endeudamiento, y pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad.

Además de esta introducción, el informe se encuentra estructurado de la siguiente forma: en el Punto 2 se detalla la metodología del modelo de CAPM y WACC.

En el Punto 3 se presentan las fuentes consideradas para la determinación del CAPM, mientras que en el Punto 4 se exhiben los resultados alcanzados.

En el Punto 5 se calcula el costo de endeudamiento a partir de capitales de terceros.

En el Punto 6 se realiza un análisis de la estructura de capital considerada para la ponderación de la tasa WACC.

En los Puntos 7 y 8 presentan los resultados alcanzados en términos nominales y reales del costo promedio del capital para América Central.

Finalmente, en el Punto 9 se presentan las conclusiones relevantes del estudio.

## 2. DESARROLLO METODOLÓGICO

El modelo CAPM, utilizado en el presente estudio para determinar el costo esperado del capital propio, calcula la tasa de retorno como la suma de la tasa libre de riesgo para el país donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de la actividad desarrollada (generación o transmisión eléctrica) y del premio por riesgo del mercado. Este último, corresponde a la diferencia entre la rentabilidad de una cartera diversificada de inversiones y la tasa libre de riesgo.

Existen dos tipos básicos de inversiones de las que se ocupa el modelo: un valor libre de riesgo cuyo rendimiento durante el período de retención se conoce con certeza; y un portafolio de acciones comunes, compuesto por todos los valores disponibles en manos del público, ponderadas de acuerdo con sus valores de mercado.

La idea principal detrás del CAPM es que, dado que el inversionista es averso al riesgo, existe una relación de equilibrio entre el riesgo y el rendimiento esperado. En el equilibrio del mercado, se espera que una determinada inversión proporcione un rendimiento proporcional a su *riesgo sistemático*<sup>1</sup>. Mientras mayor sea el riesgo sistemático, mayor deberá ser el rendimiento que los inversionistas esperarán de ese valor. El modelo asume que existe una tasa libre de riesgo que puede ser ganada en una inversión hipotética cuyo retorno no varía período a período. Entonces, una inversión con riesgo, deberá proveer al inversor un premio por dicho riesgo, adicional a la tasa libre de riesgo. En este marco, el tamaño de ese premio por riesgo es proporcional al riesgo sistemático que ha tomado el inversor.

El CAPM usa el término *beta* para referirse a esta asociación, implícita en el concepto de riesgo sistemático, entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto.

Por otro lado, el *riesgo no sistemático* resulta la otra porción del riesgo total que puede evitarse diversificando la cartera, y, por lo tanto, dado que depende del inversionista, no deberá ser premiado.

Entonces, el modelo postula que el rendimiento esperado de una inversión deberá estar relacionado con su grado de riesgo sistemático, no con su riesgo total, dado que en definitiva es el que le importa a un inversionista que posee un portafolio bien diversificado.

La variante más usada de modelo CAPM para estimar el costo del capital propio descansa sobre

---

<sup>1</sup> Riesgo que no se puede evitar mediante la diversificación: factores externos y macroeconómicos diversos que afectan el funcionamiento de todas las empresas por igual.

el supuesto de que los mercados de capitales están completamente segregados. Por lo tanto, los insumos usados para estimar el CAPM están basados en los mercados locales en vez de los mercados globales. Este abordaje es discutible, en especial cuando las economías son pequeñas e integradas con los mercados globales. En este contexto, para el caso de la actividad de generación y transmisión eléctrica en América Central se optó por aplicar un modelo *global* de CAPM. Considerando que se trata de países emergentes, los inversores consideran otras variables al momento de tomar una decisión de inversión, como el ambiente político y financiero, la estabilidad económica, la seguridad jurídica, etc. Para reflejar el riesgo que implica invertir en una economía donde influyen estas variables se adiciona un término de *spread* que intenta reflejar el mayor retorno que solicita un inversionista por invertir en una economía emergente. La estimación de este riesgo local se explicará más adelante en este informe.

En el esquema CAPM global, la tasa de retorno basada en los conceptos antes indicados, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F) \quad (1)$$

Dónde:

$r_E$  es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

$r_F$  es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

$r_L$  es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

$\beta_L$  es el riesgo sistemático de la industria en cuestión.

$r_M$  es el retorno de una cartera diversificada.

En términos simplificados, la ecuación (1) expresa que el rendimiento esperado de un valor con riesgo es una combinación de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo. El paréntesis ( $r_M - r_F$ ) es el premio de mercado o por riesgo. En otras palabras, es el rendimiento en exceso, esto es, el rendimiento esperado menos el rendimiento libre de riesgo. Esta prima por el riesgo es necesaria para inducir a los inversionistas aversos al riesgo a que compren un valor con riesgo.

El WACC, por su parte, resulta del promedio ponderado del costo de la deuda más la tasa de rentabilidad de las acciones o capital propio. La estructura del WACC es la siguiente:

$$WACC = \frac{D}{D + E} \times r_D \times (1 - t) + \frac{E}{D + E} \times r_E \quad (2)$$

Dónde:

$WACC$  es la tasa de rentabilidad (nominal después de impuestos)

$D$  es el nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

$E$  es el Patrimonio Neto

$r_D$  es la tasa marginal de endeudamiento.

$r_E$  es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

$t$  es la tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).

El criterio adoptado en el presente informe consiste en la optimización de la utilización de financiamiento externo y el impacto del mismo en los costos empresarios, por lo cual se procederá

a calcular la tasa de rentabilidad como promedio de las fuentes de capital, estimado por el WACC.

### **3. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS**

En los países de América Central el mercado accionario no posee gran dinamismo en materia de transacciones de empresas eléctricas. Por ello, el mercado accionario carece de una historia lo suficientemente extensa como para poder ofrecer rendimientos históricos de los títulos con suficiente confiabilidad.

Por esta razón se prioriza el uso de estadísticas internacionales para determinar el premio por riesgo y el riesgo de la actividad de transporte de energía eléctrica. Ésta es una práctica usual en los cálculos regulatorios de los países con mercados de capitales no suficientemente desarrollados.

#### **3.1. Tasa Libre de Riesgo**

En general, para determinar la tasa libre de riesgo se utilizan los rendimientos de instrumentos soberanos emitidos por países con baja probabilidad de cesación de pagos y mínimo riesgo de insolvencia. En este sentido, el rendimiento nominal de un bono del tesoro de Estados Unidos suele ser la opción más comúnmente utilizada en los países que utilizan el dólar estadounidense como moneda, directa o indirectamente, en su función de reserva de valor.

Teóricamente, el rendimiento de las letras del Tesoro (US T-bills) a 90 días se encuentra libre de riesgo de cesación de pagos. Pero su tasa fluctúa mucho, por lo que la estimación del rendimiento del capital propio resultaría muy volátil y poco confiable. Por otro lado, el rendimiento de los bonos de largo plazo del Tesoro de Estados Unidos (US T-bonds) se aproxima más al rendimiento de las acciones y es más estable. Para inversores con un horizonte de largo plazo (como en el caso de las inversiones en el sector de energía), este tipo de bonos es una referencia de tasa libre de riesgo, y es lo más utilizado en la práctica.

En cuanto a los valores del bono que se utilizan, dado que el CAPM es un método *forward looking*, puede considerarse que el valor spot es la mejor valuación para utilizar en la estimación, ya que se descuentan las expectativas de todos los agentes. Sin embargo la volatilidad de las expectativas de los agentes puede llevar a ciertas distorsiones, por lo que en la práctica se suelen utilizar promedios, evitándose así las crisis cíclicas propias de los mercados financieros. Dado que tanto la actividad de generación como la de transmisión de energía eléctrica se caracterizan por ser un emprendimiento de largo plazo, la utilización de promedios puede ser más representativa de esa realidad. El rendimiento promedio de un período extenso proporcionaría así una base estadística más amplia, ya que se atenúa cualquier situación coyuntural que distorsione temporalmente los rendimientos.

En el presente cálculo se utiliza como tasa libre de riesgo la media aritmética de los promedios mensuales del rendimiento del bono del tesoro de Estados Unidos a 30 años (UST-30). Se tomó el período agosto 2013 – julio 2018, el cual dio como resultado 3,01%.

Cabe mencionar que se utiliza la tasa de rendimiento nominal como base para la estimación de la tasa libre de riesgo nominal, ajustándose luego a términos reales una vez calculada la tasa promedio ponderada total nominal (ver capítulo 8) . Se prefiere el uso de la tasa nominal porque

guarda consistencia con el cálculo de otros componentes de la tasa total, los que inevitablemente son nominales (por ejemplo, para estimar la prima de riesgo de mercado se necesita la tasa libre de riesgo en forma nominal, pues los rendimientos del mercado de acciones están expresados en forma nominal).

### 3.2. Determinación de la Prima por Riesgo País

Al estimar el costo del capital en un país emergente, resulta necesario aplicar un adicional por riesgo local. Esto se debe a que las inversiones en este tipo de economías suelen ser más riesgosas que en economías más desarrolladas y estables económicamente. Los mercados emergentes están sujetos a fluctuaciones específicas del mercado doméstico y de variables de índole político-institucional, económica y regulatoria que inciden sobre los proyectos de inversión, lo que lleva a considerar una prima por el riesgo adicional que podrían causar estos factores.

De esta manera, los factores económicos, financieros y político-institucionales que intervienen en la determinación de la prima por riesgo país son, en su mayoría, difíciles de cuantificar. El riesgo político-institucional es probablemente el menos cuantificable y se refiere al riesgo de exposición inherente al contexto político en que se desarrolla la actividad. Los factores que afectan esta variable son la amenaza de guerra, la inestabilidad social, las transferencias desordenadas de poder político, la violencia política, las disputas internacionales, los cambios de régimen y la volatilidad institucional. También pueden considerarse la calidad profesional del aparato burocrático, la transparencia y justicia del sistema político, los niveles de corrupción y la criminalidad.

Debido a esta dificultad en la cuantificación de las variables que determinan el riesgo país, se utilizan una serie de métodos diferentes para estimar su valor. El más difundido actualmente es el modelo de *spread* por riesgo país (*country spread model*), que consiste en calcular un *spread* específico por país y agregarlo al costo del capital, que se estima utilizando datos del mercado financiero de Estados Unidos. Más específicamente, este *spread* es la brecha entre el rendimiento de un bono soberano local (lo suficientemente representativo) y el rendimiento del Bono del Tesoro de Estados Unidos utilizado para estimar la tasa libre de riesgo.

Otra forma de determinar esta prima por el riesgo sistemático del país es mediante la utilización de un indicador denominado EMBI + País (*Emerging Market Bond Index Plus*) que mide la evolución de los bonos de un país y representa la sobretasa que paga un país determinado por endeudarse en el mercado externo sobre el rendimiento de bonos del Tesoro de Estados Unidos. Este indicador, estimado por *JP Morgan*, es de amplia utilización y reconocimiento en el ámbito de las finanzas; y está compuesto por una canasta de bonos nominados en dólares de los Estados Unidos, de distinta vida promedio.

En el caso de los países latinoamericanos, el riesgo país es una variable de elevada volatilidad, que fluctúa entre valores extremos en un mismo país en cortos períodos de tiempo. En un contexto macroeconómico estable, el *spread* tiende a reducirse, mientras que durante un período en el que el ciclo económico o político no es favorable, se incrementa.

Dado que *JP Morgan* no realiza el cálculo del EMBI+ para la totalidad de los países de América Central, se optó por tomar los *spreads* de riesgo país estimados por Damodaran para cada uno de ellos de acuerdo a su calificación crediticia. Los resultados para cada uno de los países de la región se presentan a continuación:

Tabla 1 – Prima por Riesgo País

| Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá |
|------------|-------------|-----------|----------|-----------|--------|
| Ba2        | B3          | Ba1       | B1       | B2        | Baa2   |
| 3.46%      | 7.50%       | 2.88%     | 5.19%    | 6.34%     | 2.19%  |

Fuente: Damodaran, <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Para el caso particular de El Salvador, si bien la fuente Damodaran<sup>2</sup> utiliza como base una calificación Caa1, se tomó su valor como si fuese de una calificación B3, siguiendo los comentarios del *Informe Riesgo País - II Trimestre 2018 - Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano*.

### 3.3. Riesgo Sistemático de la Industria

La metodología CAPM utiliza el término beta para referirse a la asociación entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto. Beta es la medida de riesgo sistemático de una acción o una cartera en comparación con el mercado.

Para estimar el beta de una empresa se deben medir los cambios que ha experimentado el precio de la acción con respecto a los movimientos del mercado global de acciones. Hay numerosas empresas de reconocido prestigio internacional que realizan este tipo de análisis. Entre las más importantes pueden citarse *Merrill Lynch, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg, Standard & Poor`s* y *Compustat* entre otras. Típicamente, beta es estimado econométricamente utilizando modelos de regresión. Esto es, el rendimiento en exceso de una acción individual se regresa en el tiempo contra el rendimiento en exceso de un portafolio de mercado (el rendimiento en exceso es, en este caso, igual al retorno total menos la tasa libre de riesgo para el período en cuestión). La pendiente de la ecuación de regresión es el beta, que expresa la sensibilidad del rendimiento en exceso del valor del portafolio del mercado. Si la inclinación de la recta dada por la ecuación es uno, significa que los rendimientos en exceso para la acción varían proporcionalmente con los rendimientos en exceso del portafolio de mercado (la acción tiene el mismo riesgo sistemático que el mercado como un todo).

Nuevamente, debido a la corta historia que posee el mercado accionario local, el cálculo del riesgo sistemático o 'beta' ( $\beta$ ) se ha realizado considerando estadísticas internacionales correspondientes al mercado de Estados Unidos. A partir de las mismas, para poder aplicarlas al caso local se debe en primer lugar desapalancar el beta (usando la tasa impositiva de ganancias del mercado estadounidense y el nivel de endeudamiento promedio de las empresas utilizadas como referencia) y posteriormente volver a calcular el beta ajustado por el apalancamiento empresarial propuesto y la alícuota impositiva del país en cuestión.

El beta sin apalancamiento se calcula usando la ecuación de Hamada:

$$\beta_U = \frac{\beta_E}{1 + (1 - t) \times (D/E)} \quad (3)$$

<sup>2</sup> Información disponible en la página web del profesor Aswath Damodaran de la New York University: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. En el sitio, se incluye información actualizada para el cálculo del costo de capital, entre otra, que el profesor releva de distintas fuentes de información.



Dónde:

$\beta_U$  es el Beta del activo o desapalancada

$\beta_E$  es el Beta del patrimonio o apalancada

$D$  es el nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo

$E$  es el Patrimonio Neto

$t$  es la tasa de impuestos (Impuestos a la renta)

La importancia de la ecuación (3) radica en que permite separar el riesgo del negocio, imbuido en el beta desapalancando ( $\beta_U$ ), del beta apalancando ( $\beta_E$ ), el cual contiene el riesgo financiero de la estructura de capital. El  $\beta_E$  crece en forma lineal con la estructura de deuda.

En el presente estudio se tomó como referencia a los coeficientes beta desapalancados estimados por Damodaran<sup>3</sup> para la industria de generación (*power*) y para utilities de transmisión y distribución (*utilities general*) de los Estados Unidos, durante los últimos cinco años. Se calculó, para cada actividad, el promedio aritmético de dichos coeficientes durante el período 2014 - 2018. Los valores se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 2 – Riesgo Sistemático de la Industria

| BETA                | Generación | Transmisión |
|---------------------|------------|-------------|
| Valor Apalancado    | 0.78       | 0.56        |
| Valor Desapalancado | 0.51       | 0.38        |

Fuente: Damodaran, <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Para el cálculo de los coeficientes beta del patrimonio ajustado por el apalancamiento asociado a empresas, se consideró la tasa impositiva sobre la renta correspondiente a cada país<sup>4</sup> y una estructura de capital óptima ( $D/(D+E)$ ) de 43.3% para generación y de 40.2% para transmisión (ver capítulo 6).

### 3.4. Premio por Riesgo

El premio por riesgo es el adicional que exige un inversor averso al riesgo por invertir en un activo riesgoso en lugar de en un activo libre de riesgo. Es importante recordar que este premio por riesgo viene ponderado por el beta y está relacionado positivamente, mediante la ecuación del CAPM, con la tasa de retorno esperada. De éste modo, si aumenta en una unidad el premio por riesgo, la tasa de retorno esperada aumenta en beta, es decir, en el parámetro que vincula el exceso de rendimiento esperado de la empresa para la cual se está calculando la tasa de retorno y el exceso de rendimiento esperado del mercado.

En general se suelen utilizar promedios de series históricas. En este contexto, el debate se centra

<sup>3</sup> Corresponde a una muestra de 61 empresas generadoras y 18 utilities. Nuevamente, información disponible en el sitio web <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

<sup>4</sup> La tasa de impuesto sobre la renta es de 30% para Costa Rica, El Salvador y Nicaragua; y de 25% para Guatemala, Honduras y Panamá.

en dos aspectos: (i) cuál es el período histórico que se debe tomar como referencia; y (ii) si corresponde usar el promedio geométrico o el aritmético.

Con relación al primer punto, existe consenso en que se debe tomar un período lo suficientemente largo que elimine las anomalías propias del ciclo económico. El período más largo disponible, con datos a partir de 1928, es el elegido por los reguladores de Brasil (ANEEL), Colombia (CREG) y Gran Bretaña (OFGEM).

En relación a la forma de calcular los promedios, el promedio geométrico consiste en la tasa de retorno compuesta que iguala los valores de inicio y fin. De este modo, refleja mejor los retornos ocurridos en el pasado. Sin embargo, el promedio aritmético es un estimador insesgado del parámetro, es decir que, en promedio, es igual al verdadero valor que toma el parámetro. La confusión entre los dos criterios estriba en la diferencia entre “expectativas” y “resultados posibles”. El CAPM trabaja con expectativas y en ese sentido el criterio más válido es usar el promedio aritmético.

En el presente cálculo se utilizan promedios aritméticos considerando como fuente de información proveniente del sitio web de Damodaran sobre el mercado norteamericano, que mide resultados históricos basándose en una cartera sumamente líquida y diversificada como es el Índice Compuesto de Standard & Poor's 500. La ponderación de cada acción en el índice corresponde al precio de bolsa multiplicado por el número de acciones en circulación. Damodaran estima el premio por riesgo como la diferencia entre el retorno total del índice y el rendimiento del bono UST-10.

De esta forma, el premio por riesgo para el período considerado, que abarca desde 1928 hasta 2017, resulta igual a **6.38%**.

#### **4. RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROPIO**

De acuerdo a las consideraciones realizadas, la tabla debajo presenta el rendimiento requerido para el capital propio en términos nominales después de impuestos para cada uno de los países de América Central y las actividades de generación y transmisión eléctrica.

Tabla 3 – Retorno sobre el Capital Propio: Generación

| GENERACIÓN  |                    | FORMULA                                | Costa Rica    | El Salvador   | Guatemala     | Honduras      | Nicaragua     | Panamá        |
|---|--------------------|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Tasa Libre de Riesgo  | $r_F$              | -                                      | 3.01%         | 3.01%         | 3.01%         | 3.01%         | 3.01%         | 3.01%         |
| Adicional por riesgo local                                    | $r_L$              | -                                      | 3.46%         | 7.50%         | 2.88%         | 5.19%         | 6.34%         | 2.19%         |
| Beta sin apalancamiento                                       | $\beta_{USA\ unl}$ | -                                      | 0.51          | 0.51          | 0.51          | 0.51          | 0.51          | 0.51          |
| Beta ajustado por apalancamiento                              | $\beta_L$          | $\beta_{USA\ unl} * [1 + (1-t) * D/E]$ | 0.78          | 0.78          | 0.78          | 0.78          | 0.78          | 0.78          |
| Premio por riesgo   | $p_M$              | $r_m - r_e$                            | 6.38%         | 6.38%         | 6.38%         | 6.38%         | 6.38%         | 6.38%         |
| Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos, en USD | $r_e$              | $r_f + r_l + \beta_L * p_M$            | <b>11.43%</b> | <b>15.47%</b> | <b>10.98%</b> | <b>13.28%</b> | <b>14.32%</b> | <b>10.29%</b> |

Tabla 4 – Retorno sobre el Capital Propio: Transmisión

| TRANSMISIÓN   |                    | FORMULA                                | Costa Rica    | El Salvador   | Guatemala    | Honduras      | Nicaragua     | Panamá       |
|---|--------------------|--|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| Tasa Libre de Riesgo  | $r_F$              | -                                      | 3.01%         | 3.01%         | 3.01%        | 3.01%         | 3.01%         | 3.01%        |
| Adicional por riesgo local                                    | $r_L$              | -                                      | 3.46%         | 7.50%         | 2.88%        | 5.19%         | 6.34%         | 2.19%        |
| Beta sin apalancamiento                                       | $\beta_{USA\ unl}$ | -                                      | 0.38          | 0.38          | 0.38         | 0.38          | 0.38          | 0.38         |
| Beta ajustado por apalancamiento                              | $\beta_L$          | $\beta_{USA\ unl} * [1 + (1-t) * D/E]$ | 0.56          | 0.56          | 0.56         | 0.56          | 0.56          | 0.56         |
| Premio por riesgo   | $p_M$              | $r_m - r_e$                            | 6.38%         | 6.38%         | 6.38%        | 6.38%         | 6.38%         | 6.38%        |
| Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos, en USD | $r_e$              | $r_f + r_l + \beta_L * p_M$            | <b>10.01%</b> | <b>14.05%</b> | <b>9.51%</b> | <b>11.82%</b> | <b>12.89%</b> | <b>8.82%</b> |

## 5. COSTO DE DEUDA

Como ya ha sido mencionado, el costo de capital promedio considera tanto el costo de capital propio, como el costo de deuda.

Mientras el primero fue calculado en el apartado anterior y depende de factores propios de la actividad que desarrolla la empresa, el costo de la deuda, por su parte, es el retorno que los poseedores de deuda de la firma demandan al realizar nuevos préstamos. Al contrario del costo del capital propio, este puede ser directa o indirectamente observable en los mercados financieros.

Para el caso del modelo de CAPM, el costo de la deuda se define como la tasa de interés a la cual la firma puede incrementar su deuda (costo marginal de la deuda). Esta tasa varía en función del

riesgo de cesación de pagos de la empresa.

Según este método, el costo marginal de endeudamiento se estima a partir de la siguiente expresión:

$$r_d = r_F + r_L + SS \quad (4)$$

Dónde:

$r_d$  es la tasa marginal de endeudamiento.

$r_F$  es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

$r_L$  es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

$SS$  es el *spread* adicional en función de la calificación que pueda obtener el negocio.

Por lo tanto, para la estimación del costo de capital de terceros mediante la utilización de un CAPM de deuda se requiere definir los siguientes parámetros:

- Tasa libre de riesgo en moneda de Estados Unidos: en consistencia con la determinación del costo de capital propio, se utiliza el rendimiento del bono del Tesoro de Estados Unidos a 30 años considerando el promedio de los rendimientos mensuales. Se tomó nuevamente el promedio aritmético del período agosto 2013 – julio 2018.
- Adicional por riesgo local: nuevamente se tomó el *spread* de riesgo país estimado por Damodaran para cada uno de los países de acuerdo a su calificación crediticia.
- Adicional por riesgo corporativo: en general, para la determinación de este riesgo, suele utilizarse el *spread* entre la tasa de interés de un bono corporativo y la tasa de interés de los bonos soberanos utilizados para estimar la tasa libre de riesgo, considerando la calificación propia de la empresa en cuestión. Para este caso se consideró el *spread* correspondiente a empresas de menor tamaño (empresas con capitalización menor a 5 mil millones de dólares), pero tomando en cuenta la calificación propia de cada país. Los valores son estimados por Damodaran en su sitio web.
- Tasa del impuesto a la renta: debido a que la WACC se estima después de impuesto, se debe evaluar el impacto generado por el pago de intereses. Para ello se utiliza la alícuota de impuesto a la renta de cada país.

La tabla a continuación presenta el costo marginal de endeudamiento considerando la ecuación (4) para cada uno de los países de América Central.

Tabla 5 – Costo de Deuda

| GENERACIÓN / TRANSMISIÓN                               |         | FORMULA       | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá |
|--|---------|---------------|------------|-------------|-----------|----------|-----------|--------|
| Tasa Libre de Riesgo                                   | $r_f$   |               | 3.01%      | 3.01%       | 3.01%     | 3.01%    | 3.01%     | 3.01%  |
| Adicional por riesgo local                             | $r_c$   |               | 3.46%      | 7.50%       | 2.88%     | 5.19%    | 6.34%     | 2.19%  |
| Adicional por riesgo corporativo                       | SS      |               | 2.38%      | 4.37%       | 1.98%     | 2.98%    | 3.57%     | 1.27%  |
| Costo Nominal de la Deuda antes de impuestos           | $r_d$   | $r_f+r_c$     | 8.85%      | 14.87%      | 7.87%     | 11.18%   | 12.92%    | 6.47%  |
| Tasa impositiva  | $t$     |               | 30%        | 30%         | 25%       | 25%      | 30%       | 25%    |
| Costo Nominal de la Deuda después de impuestos, en USD | $r_d^1$ | $r_d^1*(1-t)$ | 6.19%      | 10.41%      | 5.90%     | 8.38%    | 9.04%     | 4.85%  |

## 6. ESTRUCTURA DE CAPITAL

La definición de la estructura de capital se basa en el hecho de que, en el mundo real, las empresas están permanentemente intentando reducir sus costos de financiación mediante una composición adecuada de capital propio y deudas. Por lo tanto, buscan encontrar el grado ideal de apalancamiento, dado que el costo del capital de terceros es más barato que el costo del capital propio. Sin embargo existe una restricción por el riesgo de default asociado a los elevados grados de apalancamiento, por lo cual existe un óptimo en la toma de capital de terceros que está básicamente asociado a los riesgos específicos de cada tipo de negocio (más allá de características coyunturales de los mercados de créditos locales o internacionales).

En general, la literatura financiera no provee una guía cuantitativa sobre cuál debe ser un ratio de deuda óptimo, el cual adicionalmente depende de la actividad.

En términos generales existen dos grandes caminos alternativos para determinar la estructura de capital:

- **Benchmarking financiero:** esta comparación puede hacerse sobre el mercado local o sobre el mercado de Estados Unidos. Una u otra alternativa tiene sus ventajas y desventajas. Utilizar información basada en el mercado de Estados Unidos suele tener mayor fiabilidad pero, dependiendo de las actividades, podría implicar obtener un parámetro con baja comparabilidad dadas las diferencias existentes entre los dos países, como por ejemplo la existencia de condiciones del entorno macroeconómico de los países donde las empresas operan que no permita que las mismas puedan posicionarse en los mismos niveles de apalancamiento.
- **Definición endógena:** constituye un método de despeje del porcentaje de participación a partir de la definición de los niveles de cobertura de intereses de deuda en el flujo de caja de cada empresa. Este método resulta interesante y financieramente muy consistente y realista (pues es uno de los indicadores fundamentales que observan las instituciones financieras para continuar prestando). Sin embargo su utilización requiere de una evaluación caso por caso, y además intervienen variables fuera de la gestión de la

empresa, como la evolución de la demanda, que hace que este método genere falsas precisiones y no compense la complejidad del mismo.

En el presente estudio se optó por estimar la estructura de capital a través de un análisis de benchmarking de empresas de la industria. La información fue obtenida del sitio web de Damodaran, quien toma una muestra de 61 empresas generadoras y 18 utilities<sup>5</sup>. La información es consistente con la considerada para estimar el beta, siendo la misma muestra de empresas. Esto le brinda coherencia interna al cálculo.

Tabla 6 – Estructura de Capital

| Estructura de Capital         | Generación | Transmisión |
|-------------------------------|------------|-------------|
| Muestra de Empresas           | 61         | 18          |
| Estructura de Capital (D/D+E) | 43.30%     | 40.21%      |

## 7. COSTO PROMEDIO DEL CAPITAL EN TÉRMINOS NOMINALES

En el presente apartado se exhiben los rendimientos requeridos sobre el capital, en términos nominales después de impuestos para el caso de una empresa de generación y/o una de transmisión eléctrica operando en América Central.

Tabla 7 – Costo Promedio del Capital por País en Términos Nominales: Generación

| GENERACIÓN  | FORMULA                                | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá |
|---|--|------------|-------------|-----------|----------|-----------|--------|
| Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos, en USD | $r_e$<br>$r_f + r_f + \beta_L * p_M$   | 11.43%     | 15.47%      | 10.98%    | 13.28%   | 14.32%    | 10.29% |
| Costo Nominal de la Deuda después de impuestos, en USD        | $r_d'$<br>$r_d * (1-t)$                | 6.19%      | 10.41%      | 5.90%     | 8.38%    | 9.04%     | 4.85%  |
| Estructura de Capital (D/D+E)                                 | $W_D$<br>$D/(D+E)$                     | 43.30%     | 43.30%      | 43.30%    | 43.30%   | 43.30%    | 43.30% |
| WACC Nominal  | $WACC$<br>$r_E * (1-W_D) + r_D' * W_D$ | 9.17%      | 13.28%      | 8.78%     | 11.16%   | 12.03%    | 7.94%  |

<sup>5</sup> Correspondiente a la misma muestra de empresas utilizada para la estimación del beta.

Tabla 8 – Costo Promedio del Capital por País en Términos Nominales: Transmisión

| TRANSMISION   | FORMULA                        | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá |
|---|--------------------------------|------------|-------------|-----------|----------|-----------|--------|
| Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos, en USD | $r_e$<br>$r_f+r_l+\beta_L*p_M$ | 10.01%     | 14.05%      | 9.51%     | 11.82%   | 12.89%    | 8.82%  |
| Costo Nominal de la Deuda después de impuestos, en USD        | $r_d'$<br>$r_d*(1-t)$          | 6.19%      | 10.41%      | 5.90%     | 8.38%    | 9.04%     | 4.85%  |
| Estructura de Capital (D/D+E)                                 | $W_D$<br>$D/(D+E)$             | 40.21%     | 40.21%      | 40.21%    | 40.21%   | 40.21%    | 40.21% |
| WACC Nominal  | WACC<br>$r_E*(1-W_D)+r_D'*W_D$ | 8.48%      | 12.58%      | 8.06%     | 10.44%   | 11.34%    | 7.23%  |

Para llegar al valor de un proyecto que opere a nivel regional, como podría ser uno de transmisión, se ponderó la WACC de acuerdo a la demanda de energía eléctrica de cada país (ver ecuación debajo).

$$WACC = \sum_i \alpha_i * WACC_i \quad (5)$$

Dónde:

$WACC_i$  es la tasa de retorno del capital propio Nominal después de impuestos correspondiente al país  $i$

Y el coeficiente  $\alpha_i$  se calcula como:

$$\alpha_i = \frac{\text{Demanda Eléctrica}_i}{\text{Demanda Total}} \quad (6)$$

Tabla 9 – Costo Promedio del Capital de América Central en Términos Nominales: Generación

| GENERACIÓN                    | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá | América Central |
|-------------------------------|------------|-------------|-----------|----------|-----------|--------|-----------------|
| Demanda de Energía 2017 [GWh] | 11,007     | 6,566       | 10,523    | 8,933    | 4,365     | 10,293 | 51,687          |
| $\alpha_i$                    | 21.30%     | 12.70%      | 20.36%    | 17.28%   | 8.45%     | 19.91% | 100.00%         |
| WACC Nominal                  | 9.17%      | 13.28%      | 8.78%     | 11.16%   | 12.03%    | 7.94%  | 9.95%           |

Tabla 10 – Costo Promedio del Capital de América Central en Términos Nominales: Transmisión

| TRANSMISIÓN                   | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá | América Central |
|-------------------------------|------------|-------------|-----------|----------|-----------|--------|-----------------|
| Demanda de Energía 2017 [GWh] | 11,007     | 6,566       | 10,523    | 8,933    | 4,365     | 10,293 | 51,687          |
| $\alpha_i$                    | 21.30%     | 12.70%      | 20.36%    | 17.28%   | 8.45%     | 19.91% | 100.00%         |
| WACC Nominal                  | 8.48%      | 12.58%      | 8.06%     | 10.44%   | 11.34%    | 7.23%  | 9.24%           |

## 8. COSTO PROMEDIO DEL CAPITAL EN TÉRMINOS REALES

Tal como fue comentado, la tasa previamente obtenida corresponde a una tasa nominal ya que en su cálculo se consideraron rendimientos obtenidos de los mercados financieros, los cuales descuentan la inflación esperada de la moneda en los instrumentos que estén nominados.

La tasa nominal se puede utilizar para realizar análisis de rentabilidad si los flujos de fondos coinciden con el tipo de tasa que se aplica, sin embargo para el cálculo de la remuneración anual requerida por gastos de capital se requiere una tasa real, pues los costos que se deducen de este ejercicio son ajustados posteriormente por la inflación pertinente. De no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales.

Dado que la WACC se calculó en moneda norteamericana, para estimar el costo real del capital es necesario descontar la inflación a largo plazo en el mercado de Estados Unidos.

Para ello se consideró el spread entre los bonos del Tesoro de Estados Unidos indexados por inflación a 30 años (TIPS) y los bonos sin indexación (UST-30). La diferencia existente entre estos dos tipos de bonos se debe a que el pago por el cupón y el principal de los TIPS se encuentran determinados por la inflación (ajustado por el Índice de Precios al Consumo de dicho país).

Actualmente, considerando la media aritmética de los rendimientos promedio mensuales del período agosto 2013 – julio 2018, la diferencia es de 1.97%, por lo tanto, este valor representa la inflación a largo plazo en el mercado de Estados Unidos.

De acuerdo ello, se presenta en las tablas a continuación el costo promedio del capital en términos reales, después de impuestos:

Tabla 11 – Costo Promedio del Capital por País en Términos Reales: Generación

| GENERACIÓN                   |                   | FORMULA                                | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá |
|------------------------------|-------------------|--|------------|-------------|-----------|----------|-----------|--------|
| WACC Nominal                 | WACC              | $r_E * (1 - W_D) + r_D * W_D$          | 9.17%      | 13.28%      | 8.78%     | 11.16%   | 12.03%    | 7.94%  |
| Inflación en USD largo plazo | $\pi_{USA}$       | -                                      | 1.97%      | 1.97%       | 1.97%     | 1.97%    | 1.97%     | 1.97%  |
| WACC Real                    | WACC <sub>R</sub> | $(WACC - \pi_{USA}) / (1 + \pi_{USA})$ | 7.05%      | 11.09%      | 6.67%     | 9.01%    | 9.86%     | 5.85%  |

Tabla 12 – Costo Promedio del Capital por País en Términos Reales: Transmisión

| TRANSMISIÓN                  |                   | FORMULA                                | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá |
|------------------------------|-------------------|--|------------|-------------|-----------|----------|-----------|--------|
| WACC Nominal                 | WACC              | $r_E * (1 - W_D) + r_D * W_D$          | 8.48%      | 12.58%      | 8.06%     | 10.44%   | 11.34%    | 7.23%  |
| Inflación en USD largo plazo | $\pi_{USA}$       | -                                      | 1.97%      | 1.97%       | 1.97%     | 1.97%    | 1.97%     | 1.97%  |
| WACC Real                    | WACC <sub>R</sub> | $(WACC - \pi_{USA}) / (1 + \pi_{USA})$ | 6.38%      | 10.41%      | 5.97%     | 8.30%    | 9.19%     | 5.15%  |

Nuevamente, se calcula el costo promedio de la región a partir del promedio ponderado de la



demanda de energía eléctrica de cada país:

Tabla 13 – Costo Promedio del Capital de América Central en Términos Reales: Generación

| GENERACIÓN                    | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá | América Central |
|-------------------------------|------------|-------------|-----------|----------|-----------|--------|-----------------|
| Demanda de Energía 2017 [GWh] | 11,007     | 6,566       | 10,523    | 8,933    | 4,365     | 10,293 | <b>51,687</b>   |
| $\alpha_i$                    | 21.30%     | 12.70%      | 20.36%    | 17.28%   | 8.45%     | 19.91% | <b>100.00%</b>  |
| WACC Real                     | 7.05%      | 11.09%      | 6.67%     | 9.01%    | 9.86%     | 5.85%  | <b>7.82%</b>    |

Tabla 14 – Costo Promedio del Capital de América Central en Términos Reales: Transmisión

| TRANSMISIÓN                   | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá | América Central |
|-------------------------------|------------|-------------|-----------|----------|-----------|--------|-----------------|
| Demanda de Energía 2017 [GWh] | 11,007     | 6,566       | 10,523    | 8,933    | 4,365     | 10,293 | <b>51,687</b>   |
| $\alpha_i$                    | 21.30%     | 12.70%      | 20.36%    | 17.28%   | 8.45%     | 19.91% | <b>100.00%</b>  |
| WACC Real                     | 6.38%      | 10.41%      | 5.97%     | 8.30%    | 9.19%     | 5.15%  | <b>7.13%</b>    |

## 9. CONCLUSIONES

El método CAPM/WACC está teóricamente reconocido y su uso difundido para valorizar inversiones en el sector eléctrico. La estimación de los parámetros del modelo en mercados emergentes no es una tarea sencilla y debe recurrirse a los mercados desarrollados para obtener los valores comparables necesarios. No obstante, existe una vasta experiencia en el uso del método y el rango de discrecionalidad está bastante acotado.

El resultado obtenido con la metodología aplicada indica que la tasa mínima esperada de retorno real antes de impuestos se estima está en:

- Inversiones en Generación: **9.01%**.
- Inversiones en Transmisión: **8.30%**.

Estas tasas reflejan las condiciones actuales y esperadas con las que se enfrenta un inversor en Honduras en el negocio de generación de energía eléctrica y en inversiones de transmisión respectivamente.

Se recomienda adoptar dichas tasas en la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y de las Interconexiones Internacionales y en el Plan de Expansión de la transmisión.