
Reforzamiento del sistema de planificación de las redes eléctricas por parte de las empresas de transmisión eléctrica

Lima, marzo de 2016

Resumen Ejecutivo

Osinergmin participa como entidad beneficiaria y colaboradora técnica del Programa para la Gestión Eficiente y Sostenible de los Recursos Energéticos del Perú (PROSEMER). El responsable técnico y fiduciario del programa es el MEF a través de su Unidad de Coordinación de Préstamos Sectoriales (UCPS). La UCPS por tanto es responsable de aprobar las regulaciones de detalle del programa, así como el plan de trabajo.

En el marco de PROSEMER, Convenio de Financiamiento No Reembolsable N° ATN/CN-13202-PE, se ha llevado a cabo un proceso de selección del servicio de consultoría “Reforzamiento del sistema de planificación de las redes eléctricas por parte de las empresas de transmisión eléctrica”. En dicho proceso, resulto ganador el Consorcio Deloitte&Touche S.R.L. – Deloitte Asesores y Consultores Ltda. – Deloitte Advisory S.L.

En el desarrollo del servicio se realizó un análisis crítico del marco legal vigente y de las problemáticas que se tienen en la actualidad para el desarrollo e implementación del Plan de Inversiones, en base a primeras entrevistas con los agentes del sector eléctrico, así una revisión de la experiencia internacional.

En este sentido, en la actual etapa del referido servicio, se ha elaborado la propuesta de modificación normativa de carácter preliminar, la cual, se resume en lo siguiente:

- I. Armonización en la planificación de la transmisión:
 - Establecimiento de la frontera entre las actividades de transmisión y distribución, en función del nivel de tensión (instalaciones mayores a 35 kV pertenecen a las actividades de transmisión).
 - Coordinación entre el COES y Osinergmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversión de los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), con la finalidad de que el COES emita la conformidad técnica del proyecto, con anterioridad a la aprobación del citado Plan de Inversiones.

- Para efectos de la aprobación del Plan de Transmisión, el COES deberá considerar el último Plan de Inversión de los SCT; y los Planes de Expansión propuestos por los Transmisores, al amparo de sus Contratos BOOT.
 - El Plan de Transmisión debe alcanzar hasta donde inician las instalaciones del concesionario de distribución.
- II. Efectividad en la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversión de los SCT
- Constitución de garantía de fiel cumplimiento para los casos en que el Distribuidor haya manifestado su interés en ejecutar un proyecto que forma parte del Plan de Inversión de los SCT.
 - Procesos de licitación para los casos en que ningún Distribuidor haya manifestado su interés en ejecutar un proyecto que forma parte del Plan de Inversión de los SCT.
- III. Predictibilidad en la remuneración de las instalaciones de transmisión:
- Fijación del Costo Medio Anual conjuntamente con la aprobación del Plan de Inversión de los SCT, el cual será modificado en caso de sobrecostos por cambio de características de los proyectos aprobados; y variación en el presupuesto asignado para los costos de servidumbres y adquisición de terrenos.
- IV. Condiciones para viabilizar la conexión de proyectos a un sistema de transmisión
- Aprobar disposiciones que fijen las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión, referidas a la oportunidad, medios y criterios para determinar la capacidad disponible, capacidad de conexión, y resolver las controversias por costos de acceso.
 - Constitución de garantía de fiel cumplimiento por parte del Agente que ha obtenido la autorización de acceso, con la finalidad de garantizar el cumplimiento de la capacidad reservada para su proyecto, y el plazo establecido para su ejecución. Asimismo, establecer el convenio de conexión que refleje todos los detalles de la conexión en lo referente a los acuerdos de las partes.

El presente informe contiene un resumen de algunos aspectos del estudio adelantado por los consultores, y de las propuestas que han sido consideradas por Osinergmin para efectos de su discusión con los agentes. Los documentos de la consultoría y las propuestas que se han adelantado podrán ponerse más adelante a consideración de los agentes.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
2. EL PROBLEMA DE LA PLANIFICACIÓN	8
2.1. DIAGNÓSTICO	8
2.1.1. Plan de Transmisión para el SGT	8
2.1.2. Plan de Inversiones en Transmisión de los SCT	11
2.1.3. Problemática de la planificación de la transmisión	18
2.2. EXPERIENCIA INTERNACIONAL	20
2.2.1. Antecedentes sobre la planificación de la transmisión a nivel internacional.	20
2.2.2. Marco general de referencia sobre planeamiento de la transmisión	21
2.3. PROPUESTA DE MEJORA	25
2.3.1. Sobre el procedimiento de aprobación de los planes	25
2.3.2. Sobre la remuneración de los PIT	33
3. REGLAS DE ACCESO A TERCEROS	36
3.1. DIAGNÓSTICO	36
3.1.1. Análisis Normativo	37
3.1.2. Procedimiento Técnico COES N° 20	42
3.2. PROPUESTA DE MEJORA	45
4. PROPUESTA DE CAMBIO A NIVEL REGLAMENTARIO	48
4.1. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS	49
4.2. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN	59
5. PRÓXIMOS PASOS	66

GLOSARIO

AT	Alta Tensión
CMA	Costo Medio Anual de los sistemas de transmisión
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
Indecopi	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual
Ley N° 28832	Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica
LCE	Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas
MAT	Muy Alta Tensión
MINEM o Ministerio	Ministerio de Energía y Minas
MWh	Megavatio hora
OSINERGMIN u Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PIT o Plan de Inversiones	Plan de Inversiones en Transmisión de acuerdo con el artículo 139° del Reglamento de la LCE
Proinversion	Agencia de Promoción de la Inversión Privada
Reglamento de Transmisión	Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SET	Subestaciones de transformación
SCT	Sistema Complementario de Transmisión
SGT	Sistema Garantizado de Transmisión
SPT	Sistema Principal de Transmisión
SST	Sistema Secundario de Transmisión
S/.	Nuevos Soles
US\$	Dólares de los Estados Unidos de América

1. Introducción

Osinergmin, en el marco del programa del Estado Peruano PROSEMER¹, encargó la contratación de un servicio de consultoría denominado “Reforzamiento del sistema de planificación de las redes eléctricas por parte de las empresas de transmisión eléctrica” que le permitiese contar con elementos adicionales de juicio para proponer una reforma regulatoria en dicha materia. Ello por cuanto en la actualidad y como resultado de la reforma introducida en el año 2006 por la Ley N° 28832 se cuenta con cuatro categorías de sistemas de transmisión, cuya expansión armoniosa aún no ha sido posible resolver del todo debido a la multiplicidad de actores y regímenes de planificación presentes²; tales como:

- Plan de Transmisión elaborados cada dos años por el COES, revisado por Osinergmin y aprobado por el MINEM. Su alcance es el territorio nacional y comprende instalaciones de alta y muy alta tensión. Este plan es vinculante y se orienta a instalaciones del denominado Sistema Garantizado de Transmisión, el cual se remunera en base de las ofertas adjudicadas en licitaciones conducidas para entregarlas en concesión.
- Planes de Inversión en Transmisión de SCT elaborados cada cuatro años por las empresas del sector eléctrico o por Osinergmin ante ausencia de propuestas. Son revisados y aprobados por Osinergmin. Su alcance se vincula a las denominadas áreas de demanda (14 en la actualidad) y requieren de la coordinación entre las diferentes empresas que operan en un Área de Demanda. Este plan se orienta a instalaciones del denominado Sistema Complementario de Transmisión y su implementación es obligatoria, así como, la remuneración de la misma puede ser ya sea vía licitaciones, cuando convocadas por el MINEM, o a través de costos eficientes establecidos por OSINERGMIN, cuando las empresas deciden implementarlas sin que medie licitación.

¹ Programa para la Gestión Eficiente y Sostenible de los Recursos Energéticos del Perú

² Cabe señalar que previo a la aprobación de la Ley N° 28832, no existía sistema alguno de planificación de la transmisión y solo se contaba con el denominado Plan de Referencial de Electricidad que aprobaba el MINEM sin una periodicidad definida y que no generaba obligación alguna en cuanto a su implementación

- Planes elaborados por encargo de contratos ley suscritos previamente a la vigencia de la Ley N° 28832, elaborados cada dos años y con alcance sobre el área de concesión del transmisor que suscribió el contrato ley (prácticamente todo el territorio nacional, de modo que se superponen con el Plan de Transmisión y los Planes de Inversión de Transmisión), son presentados al MINEM y forman parte del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión. La implementación de las mismas no es obligatoria y está sujeta a la consideración del MINEM, de igual manera, remuneración de estas se determina mediante negociación entre el MINEM y el concesionario.
- Sin planeamiento aprobado por una autoridad gubernamental, elaborados según las necesidades de algún agente y por iniciativa propia. Se califican como Sistema Complementario de Transmisión y la remuneración de las mismas es libremente pactada entre el agente y el transmisor.

Esta multiplicidad de planes y de actores requiere de algún sistema de coordinación para asegurar que los diferentes planes aprobados guarden una adecuada coherencia entre ellos; al menos en el caso de aquellas instalaciones orientadas especialmente a la atención de las concesiones de las empresas distribuidoras, quienes son responsables por el suministro de los Usuarios.

En particular, es importante que de este proceso de planificación participen todas las empresas de transmisión, especialmente aquellas con contratos ley, las cuales no participan de los procedimientos de planificación conducentes a la elaboración del Plan de Transmisión y de los Planes de Inversión de Transmisión bajo una interpretación de sus obligaciones como beneficiarios de dichos contratos.

Adicionalmente, al problema de la coordinación de la planificación, otro aspecto clave tiene que ver con los incentivos necesarios para que dicho plan se materialice de manera oportuna. El mismo se relaciona con los mecanismos de remuneración aplicados por el regulador.

Finalmente, una vez que se cuente con redes planificadas de manera coordinada, su implementación y aprovechamiento se vincula con la forma como se otorga el acceso a las mismas, incluidos los mandatos de conexión que ordena el regulador y los procedimientos técnicos que se deben seguir ante el COES.

Con la finalidad de enfrentar, principalmente, estos aspectos se ha efectuado una revisión de prácticas internacionales, y como consecuencia se presenta una propuesta de cambio reglamentario para recibir la retroalimentación de parte de los diferentes interesados.

2. El Problema de la Planificación

2.1. Diagnóstico

La transmisión de energía eléctrica en el SEIN definida como un Servicio Público de Electricidad según la LCE, se refiere al transporte de energía y potencia eléctrica mediante instalaciones de AT y MAT, cuyo desarrollo requiere la asignación de una concesión por parte del MINEM, en aquellos casos en los que se requiera usar bienes de la Nación y/o ejercer una servidumbre, salvo en el caso de tratarse de concesionarios de distribución y dentro de su zona de concesión.

Para la clasificación de las instalaciones utilizadas en la actividad de transmisión de energía eléctrica en el SEIN, la LCE, define los conceptos de SPT y SST en función del objeto de la instalación evaluada. Con la expedición de la Ley N° 28832 se adicionan lineamientos de planeamiento eléctrico para la expansión de las instalaciones de transmisión, por medio de la elaboración de un Plan de Transmisión. Los proyectos incluidos dentro del Plan de Transmisión, que previa decisión del MINEM, se designen para convocatoria por medio de licitaciones, forman los Sistemas Garantizados de Transmisión. Por su parte, los proyectos que pueden ser objeto de un proceso de licitación, conforme a lo previsto en el numeral 3.6 del Artículo 3 del Reglamento de Transmisión, pero no necesariamente (como ocurre con las instalaciones a que se refieren los numerales 3.1 al 3.4 de ese artículo), conforman los SCT.

2.1.1. Plan de Transmisión para el SGT

Mediante la promulgación de la Ley N° 28832, se incorpora al marco regulador de la actividad de transmisión de energía eléctrica, la obligatoriedad de elaborar un Plan de Transmisión que defina las directrices de expansión del sistema en un horizonte de dos años.

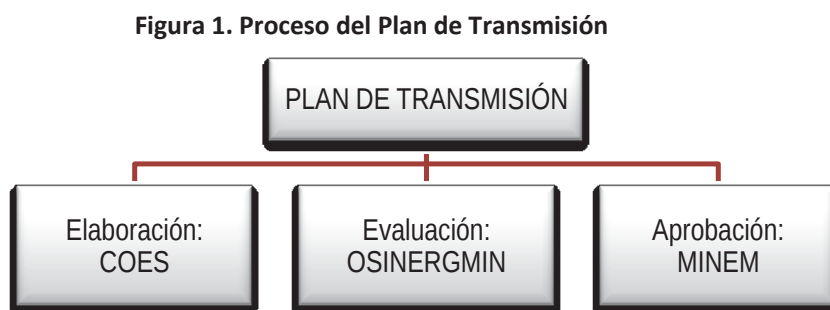
Las instalaciones incluidas dentro del Plan de Transmisión, que previa decisión del MINEM, se construyan y concesionen a partir de un proceso de licitación pública, conforman el SGT.

Las mejoras y adiciones que se requieran realizar en los sistemas existentes, siempre y cuando las mismas estén incluidas en el Plan de Transmisión, sin constituir un monto superior a los USD 30 Millones se denominan refuerzos³. Estas instalaciones constituyen parte del sistema en el cual se están incluyendo, y por ende su remuneración

Para la ejecución de las instalaciones de refuerzo contempladas dentro del Plan de Trasmisión, el titular de la concesión tiene el derecho de preferencia para ejecutarlas directamente. En caso de decidir no ejercer este derecho, el proyecto de instalación de refuerzo se incluirá en los procesos de licitación respectivos⁴.

2.1.1.1. Contextualización Normativa del Plan de Transmisión.

El Plan de Transmisión, define los lineamientos base para el planeamiento de la expansión de la transmisión en el sistema eléctrico peruano, a partir de la promulgación de la Ley N° 28832. En la siguiente figura, se muestra el proceso del Plan de Transmisión actual.



El Plan de Transmisión se planifica para un horizonte máximo de 10 años y se actualiza y publica cada dos años. Posterior a la expedición de la normativa que regula la elaboración y ejecución del Plan de Transmisión, se han elaborado tres planes⁵.

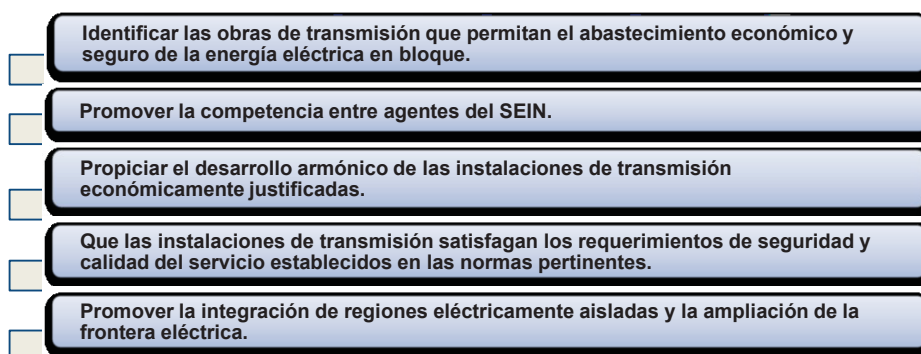
Los objetivos del Plan de Transmisión, se listan en la siguiente figura.

³ Reglamento de Transmisión, art. 5.

⁴ Ley 28832, artículo 22.2 b)

⁵ El primer Plan de Transmisión rige para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2011 y el 31 de diciembre de 2012, según Resolución Ministerial N°213-2011-MEM/DM. El segundo (2013-2022), estuvo vigente para el período 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2014 y fue aprobado por la Resolución Ministerial N° 583-2012-MEM/DM. El tercero está vigente entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2024 y está aprobado por la Resolución Ministerial N° 575-2014-MEM/DM.

Figura 2. Objetivos del Plan de Transmisión



El contenido mínimo del Plan de Transmisión conforme el artículo 15 del Reglamento de Transmisión, se compone de lo siguiente:

- El conjunto de instalaciones del sistema de transmisión cuya construcción se recomienda ejecutar en el horizonte del estudio.
- Cronograma de actividades, anteproyecto, presupuesto de inversión estimado, propuesta de beneficiarios y asignación de compensaciones para la remuneración de todos los proyectos incluidos.
- Relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión existente que deben continuar en operación, así como el plazo para el nuevo período de la concesión a ser licitada.
- Relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir de servicio.

2.1.1.2. Contextualización Normativa del Plan de Transmisión.

Como primera medida y antes de la expedición del Plan de Transmisión, el COES debe remitir para evaluación del Osinerghmin y del Ministerio, un informe de diagnóstico con las condiciones operativas⁶ del SEIN, el cual también se publica en la página web del COES para consulta de los agentes.

Para la expedición del Plan de Transmisión, los agentes deben presentar al COES, las soluciones a las problemáticas planteadas en el informe de diagnóstico asociadas a sus sistemas y adicionar las soluciones a cualquier otro problema en el sistema de transmisión no identificado por el COES.

Con esta información, el COES elabora el Plan de Transmisión el cual se presenta para evaluación del Osinerghmin y aprobación del MINEM; esta versión aún puede ser ajustada a solicitud del MINEM.

Luego de que el COES ajuste el documento conforme los requerimientos del Ministerio, se remite el Plan de Transmisión final, el cual debe ser aprobado mediante resolución ministerial y publicado en conjunto con los estudios y cálculos que lo sustentan.

⁶ Las Condiciones Operativas mínimas que deben ser evaluadas en el Informe de Diagnóstico, se definen en el artículo 16.2 del Reglamento de Transmisión.

Para garantizar la participación y transparencia en el proceso de formulación del Plan de Transmisión, el COES nombra un Comité Asesor de Planificación de Transmisión (en adelante “CAPT”) integrado por un representante de los Generadores, un representante de los Distribuidores, dos representantes de los Transmisores y un representante de los Grandes Usuarios Libres. El CAPT participa en todas las etapas de la elaboración o actualización del Plan de Transmisión y puede opinar sobre la propuesta final del Plan de Transmisión.

2.1.2. Plan de Inversiones en Transmisión de los SCT.

El SCT, comprende todas las instalaciones en niveles de AT y MAT, construidas luego de la expedición de la Ley N° 28832, incluidas o no dentro del Plan de Transmisión, que no fueron resultado de un Proceso de Licitación Pública.

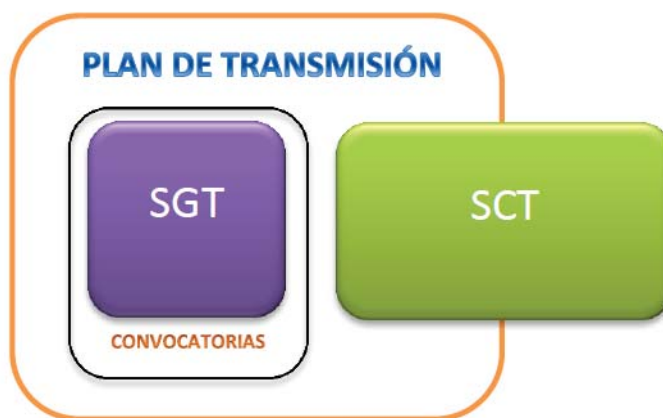
Para las instalaciones del SCT se cumplen con las siguientes condiciones⁷.

- Deben poseer declaración de conformidad expedida por el COES, donde se garantice que las instalaciones no afectan la confiabilidad y seguridad del SEIN.
- Para su remuneración se utilizan los mismos criterios establecidos en la LCE aplicables a los SST.
- El monto máximo a reconocer por los costos asociados de inversión, operación y mantenimiento lo define Osinergmin, con excepción de aquellos casos que sean licitados por el MINEM.

Las instalaciones del SCT que sirvan para transportar electricidad exclusivamente a los Usuarios Libres, o aquellas que se utilicen para entregar la energía que producen los generadores al SEIN, pueden ser objeto de un contrato entre el agente que utiliza la instalación y el titular de la misma, mediante el cual se negociará libremente entre las partes la correspondiente compensación.

El esquema que describe la clasificación del SGT y del SCT es el siguiente:

Figura 3: Esquema de Clasificación de los SCT



⁷ Criterios aplicables a las instalaciones del SCT, definidos en el artículo 27 de la Ley N° 28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica)

El Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante “PIT”) no está previsto en la LCE ni lo estuvo en el RLCE sino hasta la expedición del Decreto Supremo N° 027-2007-EM que modificó el artículo 139 del RLCE⁸.

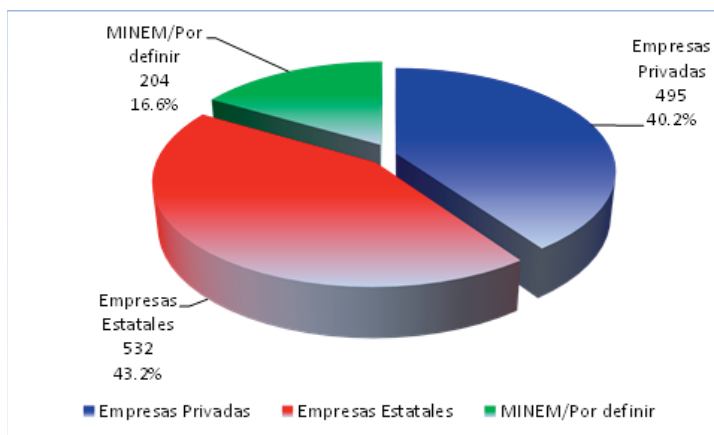
El PIT está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación comercial dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Es revisado y aprobado por Osinerghmin y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinerghmin, que debe preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. Osinerghmin puede elaborar y aprobar el PIT ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del PIT y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por Osinerghmin, es de cumplimiento obligatorio. Está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión (elementos: líneas de transmisión, transformadores de potencia, celdas y equipos de compensación) requeridos a entrar en operación dentro de un período de fijación de peajes y compensaciones. Es revisado y aprobado por el Osinerghmin cada cuatro años y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando el indicado horizonte mínimo de 10 años.

El respectivo titular podrá solicitar a Osinerghmin la aprobación de la modificación del PIT vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado, en la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el PIT vigente. Ante ello, Osinerghmin deberá emitir pronunciamiento, sustentado técnica y económicamente, en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles de presentada la solicitud de modificación.

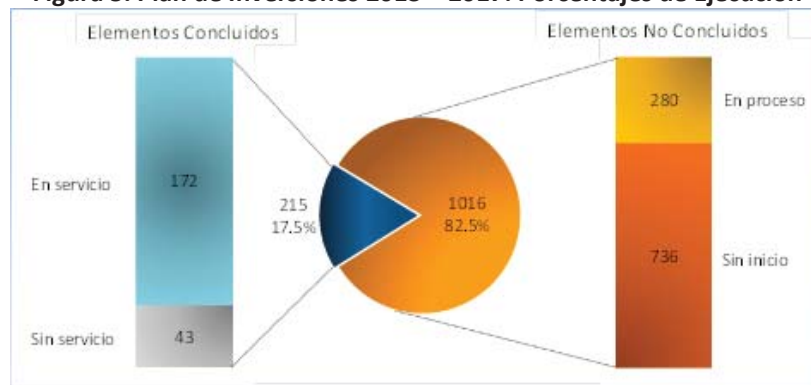
El PIT vigente corresponde al período Mayo 2013 – Abril 2017, con un total de 1231 elementos asignados por tipo de empresa titular de Instalaciones de Transmisión, tal como se muestra en la figura siguiente:

⁸ Esta norma del RLCE ha sido modificada también por (i) el Decreto Supremo N° 010-2009-EM, que sustituye sus literales a), b), c), d) e) f) e i); (ii) el Decreto Supremo N° 021-2009-EM, que modifica el numeral V) del literal a), los numerales I) y II) y agrega el numeral VI) en el literal d) y modifica también el literal f) de ese artículo 139 del RLCE, agregando el numeral II) 4. Esta norma a su vez establece en su Disposición Transitoria Segunda que las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y de los Sistemas Complementarios de Transmisión que se fijen aplicando el Artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme ha sido modificado por este Decreto Supremo, se aplicarán a partir del 01 de noviembre del año 2009; (iii) el Decreto Supremo N° 014-2012-EM, que modifica el numeral V) del literal a), el numeral III) del literal b), el numeral III) y agréguese el numeral VII) en el literal d), agrega el numeral VIII) en el literal e), modifica el numeral II).1 del literal f).

Figura 4. Plan de Inversiones 2013 – 2017: Instalaciones Asignadas por Titular

Fuente: Osinerghmin

Del PIT vigente, iniciado desde mayo 2013, ya se ha concluido el 17,5% de elementos (instalaciones) previstos (14% concluidas y en servicio y 3,5% concluidas pero no se encuentran en servicio) y el 82,5% no se ha concluido (22,7% se encuentra en proceso y el 59,8% aún no inicia el proyecto), tal como se muestra en la figura siguiente⁹:

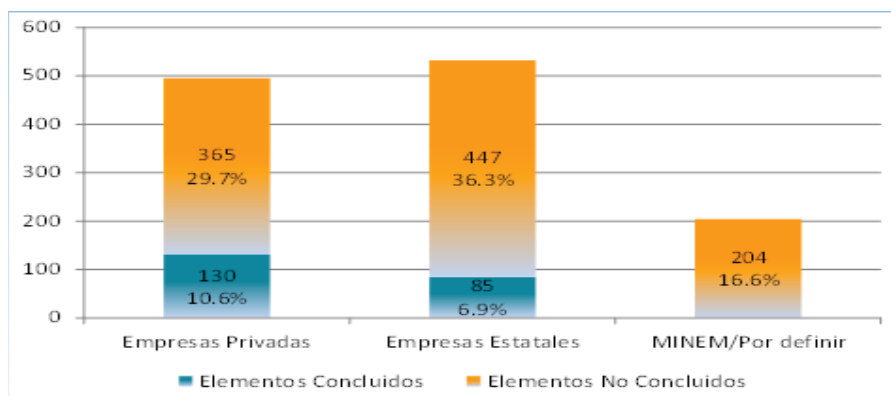
Figura 5. Plan de Inversiones 2013 – 2017: Porcentajes de Ejecución

Fuente: Osinerghmin

Según el tipo de empresa titular, privada o estatal, se tiene que las empresas privadas han concluido el 10,6% de elementos asignados, mientras que las empresas estatales solo han concluido el 6,9% de elementos (ver detalles en Figura 6).

⁹ Los resultados de la Supervisión al año 2014 (se puede apreciar en <http://www.Osinerghmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/plan-inversiones/>).

Figura 6. Plan de Inversiones 2013 – 2017: Porcentajes de Ejecución por Tipo de Titular



Fuente: Osinerghmin

Como se observa, según la normativa vigente no está garantizando la expansión oportuna y eficiente del sistema, teniendo en cuenta que parecen no existir incentivos suficientes para que se realice la expansión por parte de las empresas de transmisión y distribución, sin contar además la sobrecarga de funciones que se han generado sobre el Osinerghmin al actuar además como planificador de último recurso.

2.1.2.1. Contextualización Normativa del Plan de Inversiones.

Conforme con lo definido en el literal V) del literal a) del artículo 139 del RLCE, el PIT corresponde a un conjunto de instalaciones producto de un estudio de planificación de la expansión de la transmisión en un horizonte mínimo de 10 años, hasta un máximo establecido por Osinerghmin, que debe preparar cada titular de instalaciones de transmisión que son remuneradas exclusivamente por la demanda y las cuales deben entrar en operación comercial dentro un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. El hecho de que las instalaciones deban entrar en operación comercial durante un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones, infiere que el PIT debe ser formulado y actualizado cada cuatro años, según la regulación del sector eléctrico peruano¹⁰.

La revisión y aprobación del PIT le corresponde a Osinerghmin y en aquellos casos en los cuales los titulares de las instalaciones de transmisión que son remuneradas exclusivamente por la demanda hacen caso omiso para preparar el plan, le corresponde a Osinerghmin elaborarlos.

2.1.2.2. Procedimiento para elaborar el Plan de Inversiones

Al igual que el Plan de Transmisión, el PIT surge a partir de la necesidad de adicionar lineamientos de planeamiento en la expansión del sistema de transmisión por medio de la modificación a la LCE, establecida mediante la Ley N° 28832 y el Reglamento de Transmisión.

¹⁰ El artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N. 009-93-EM), es modificado por el artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM que a su vez aprueba el Reglamento de Transmisión.

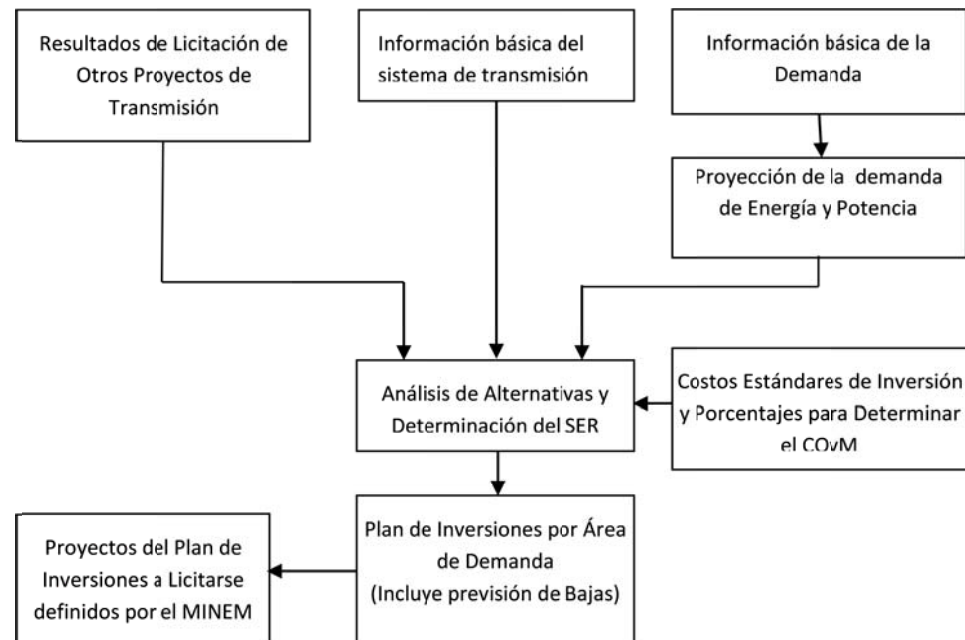
Los lineamientos para la elaboración del PIT se encuentran en la norma Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, que de acuerdo con el artículo 29 del Reglamento de Transmisión, aprobó Osinergmin y cuya versión vigente es la aprobada por la Resolución N° 217-2013-OS/CD.

2.1.2.3. Estudios Previos al PIT

Antes de la expedición del PIT, los titulares de las instalaciones de los SST y de los SCT, deben presentar para evaluación del Osinergmin, los estudios que sustenten las propuestas del PIT, con base en los criterios y metodología propuesta en la normatividad. Dichos estudios deben contener como mínimo lo siguiente:

- Un resumen ejecutivo que contenga los resultados del estudio de demanda, la selección de la alternativa de óptimo desarrollo del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) y la programación de inversiones.
- Información de los sistemas eléctricos de transmisión existentes y los provenientes del Plan de Transmisión y de libre negociación, no proveniente de ningún PIT o Plan de Transmisión.
- Proyección de la demanda de energía y potencia correspondiente.
- Análisis técnico y económico de las diversas alternativas que sean excluyentes entre si.
- La propuesta del PIT:
 - Programación de las inversiones, indicando el plazo previsto para su puesta en operación comercial.
 - La valorización preliminar del CMA, según lo establecido en el numeral I) del Literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE.
 - Relación de instalaciones existentes cuyas bajas se prevén en los siguientes cuatro años.

Los estudios previos a desarrollar por parte de los titulares, se realizan siguiendo el procedimiento establecido en el siguiente flujograma

Figura 7. Flujograma del Estudio del Plan de Inversiones

Fuente: Resolución N° 217-2013-OS/CD

2.1.2.4. Criterios y metodología para la determinación del Plan de Inversiones

Para la elaboración del PIT que presentan los titulares de las instalaciones de transmisión como parte de sus estudios previos, se deben tener en cuenta los criterios y metodología definidos por Osinergmin, los cuales se resumen como sigue.

a. Proyección de la Demanda

Antes de determinar la proyección de la demanda, se debe clasificar la instalación objeto de evaluación, dependiendo de si se trata de un proyecto asignado total o parcialmente a la demanda o de un proyecto asignado total o parcialmente a la generación.

Para aquellas instalaciones asignadas total o parcialmente a la demanda, se debe tener en cuenta un horizonte de proyección de 30 años y realizar las proyecciones con base en estudios sustentados y documentados que tenga en cuenta, entre otra, la información siguiente: las estadísticas de consumo histórico de electricidad, la evolución de la población, la evolución del número de clientes y adicionalmente aplicar metodologías que consideren índices macroeconómicos y de desarrollo urbano. Las etapas que se deben aplicar para determinar la proyección de la demanda en este tipo de instalaciones se observan en el siguiente gráfico:

Figura 8. Etapas para Proyección de la Demanda para Instalaciones Asignadas a los Usuarios.



Fuente: Resolución N° 217-2013-OS/CD

Por su parte, para las instalaciones asignadas total o parcialmente a la generación, se debe estimar un periodo de proyección de 4 años y las proyecciones se realizan con base en los requerimientos de capacidad de transmisión de las centrales de generación a las cuales se asigna la responsabilidad en el pago de dichas instalaciones.

b. Definición del Plan de Inversiones¹¹

Los criterios generales más relevantes para efectuar la planificación de la expansión de las instalaciones de transmisión que definen el PIT, son entre otras, las siguientes:

- El PIT corresponde a la alternativa que constituya la solución de mínimo costo total en un horizonte de 10 años, teniendo en cuenta la siguiente expresión:

$$\text{Costo Total} = \text{ValorPresente}(\text{Inv} + \text{OyM} + \text{Pérdidas})$$

- Para el dimensionamiento de las líneas de transmisión se emplean los máximos valores de potencia, resultantes del análisis de flujo de potencia considerando la demanda en barras de cada SET a la hora de la máxima demanda coincidente por sistema eléctrico. Para el caso de los transformadores de potencia se utilizará la máxima demanda no coincidente proyectada para la SET.
- No se considera como parte del PIT un componente que no constituya como mínimo un nuevo Módulo Estándar definido por el Osinergmin.
- En el planeamiento deben tenerse presente las instalaciones existentes de los SST y de los SCT que se darán de baja durante el siguiente Período Tarifario.
- Se toma como base la topología del sistema de transmisión correspondiente al Año Representativo¹².
- Se considera un factor de potencia de 0,95 en barras de MT de las SET.
- Para las líneas en MAT, AT y las SET se considera un factor de utilización máximo de 1,0 en operación normal para la condición de máxima demanda.

¹¹ Se tomaron como referencia algunos de los criterios establecidos en el Capítulo Segundo, del Título II de la Resolución N° 217-2013-OS/CD

¹² Año Representativo: Año anterior (enero a diciembre) al año que corresponde la presentación del estudio del Plan de Inversiones.

- La definición del Plan de Inversiones debe tener en cuenta el Código Nacional de Electricidad y otras normas tales como normativas técnicas peruanas vigentes, normas de la Comisión Electrotécnica Internacional, Recomendaciones de la IEEE, Normas de la ANSI, Normas VDE, las disposiciones emitidas por el gobierno central y normativas técnicas peruanas de mayor jerarquía. De igual forma, debe atender criterios de calidad y confiabilidad conforme lo determine la Resolución N° 217-2013-OS/CD.
- Se debe aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo.
- Se deberá justificar la necesidad de redundancia bajo el criterio N-1 para la transmisión que atienda una demanda superior a los 30 MW.

Una vez el Osinergmin aprueba y expide el PIT, es obligación de los titulares de las instalaciones ejecutar los proyectos definidos, salvo aquellos que las empresas soliciten al MINEM que se asignen para ser ejecutados mediante procesos de licitación pública.

Con el propósito de garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico Osinergmin publicó con la Resolución 198-2013-OS/CD el “Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los SST y SCT” que permite verificar que las empresas de transmisión cumplan con ejecutar el PIT que tienen a su cargo.

2.1.3. Problemática de la planificación de la transmisión

2.1.3.1. Consistencia entre la metodología de remuneración y la planificación

En lo referente a las metodologías de remuneración y la forma como se realiza el planeamiento y se adopta la expansión en un sistema de transporte se requiere que los agentes no tengan incentivos a sobre invertir (efecto Averch - Johnson) ni a sub invertir. La regulación por incentivos ha desarrollado en este sentido diferentes alternativas, por oposición a la regulación basada en el reconocimiento directo de costos.

En las metodologías de regulación por precio máximo es esta tarifa techo la que permite que el propio agente determine cuales inversiones realiza y cuáles no, esto en la medida en que las inversiones que ejecute deben permitirle recuperar sus costos de inversión y operación, esto lo consigue si el costo unitario por unidad de energía de cualquier proyecto de expansión es inferior a la tarifa techo. Por tanto, en esta metodología el ejercicio de planeamiento y la decisión sobre la expansión la asume el agente prestador del servicio sin que se requiera la intervención de un tercero.

En las metodologías de ingreso regulado, los ingresos del agente están desacoplados de los niveles de ventas de tal forma que si los costos de los activos y la tasa reconocida son adecuados existe un incentivo natural del agente a expandir

(ineficientemente), en caso contrario de existir una subvaloración de los activos y una tasa inadecuada el incentivo natural es a no realizar la expansión requerida (ineficientemente). Por tanto, en las metodologías de ingreso máximo se requiere la existencia de un tercero que realice la planeación o en su defecto revise la planeación. En cualquier de las dos situaciones quien ejecuta los planes o quien los revisa debe tener un perfil de planeador y disponer de los recursos técnicos y humanos para realizar esta labor.

En el caso peruano se tiene de una parte un planeador central que es el COES, en lo referente al Plan de Transmisión y por otra una instancia de aprobación, verificación y control que es el Osinerghmin, en lo referente a los PIT, sin ser el Osinerghmin una entidad que tenga por naturaleza la función de planeador, para lo cual requeriría una dependencia especializada y los recursos necesarios, debe aprobar no solo un plan sino tantos planes como agentes haya en los SST y SCT. Adicionalmente el Osinerghmin está realizando la labor de planeador de última instancia, esto es cuando los agentes no presentan el PIT debe ejecutarlo el Osinerghmin, con todos los riesgos que esto le impone a la entidad, a los agentes y a los mismos usuarios. Por otra parte, es un hecho bastante evidente, como resulta de las respuestas de los agentes, que el regulador puede entrar en conflicto con su propia función regulatoria, al involucrarse no sólo en la aprobación sino incluso en la elaboración de propuestas de inversión.

Algunos de los propietarios de los SST o los SCT realizan también la actividad de distribución, la cual es remunerada con una metodología de precio máximo. Hipotéticamente, teniendo estas empresas la posibilidad de planificar soluciones óptimas en tensiones consideradas de distribución, podrían optar por proponer soluciones en Transmisión, aún si estas no fueran óptimas. Esto les permite garantizar un ingreso por estos activos. Así las cosas, la metodología de remuneración de la distribución y la de remuneración de transmisión deben guardar una consistencia, especialmente cuando hay agentes que realizan las dos actividades.

2.1.3.2. Existencia de multi planeamiento

Adicionando un nivel de dificultad a la problemática de que exista un Plan de Transmisión y varios PIT y al rol desempeñado por Osinerghmin en estos procesos, debe considerarse que en una misma Área de Demanda pueden existir diferentes agentes propietarios de activos del SST y del SCT, de esta forma cada agente realizará un ejercicio de planeamiento local fraccionado, que aún en la mejor de las situaciones está llamado a no ser un óptimo global y en muchas desembocará en un conflicto más para los agentes y para el sistema y especialmente para el Osinerghmin en su múltiple tarea de regulador, planificador y fiscalizador. Esto sin agregar el hecho de que los PIT se definen para cada Área de Demanda.

De otro lado, el proceso de planeamiento debe incorporar los tiempos requeridos para la toma de decisiones, la gestión administrativa frente a otras autoridades (aprobaciones), y las actividades propias del proyecto en su ejecución. Los tiempos resultantes adicionalmente deben incorporar un margen para posibles imprevistos. Por tanto, lo más deseable es que exista un margen adecuado para visualizar los futuros problemas. Por ejemplo, si se prevé que para un año determinado un transformador tendrá una cargabilidad del 90% y hay una tasa de crecimiento de la demanda del 3%, la decisión de realizar inversiones complementarias se debe haber

tomado cuando el elemento tenía una cargabilidad aproximada del 89%, esto es 4 años antes a llegar al límite del 100%.

Esta problemática debe definir la periodicidad para la realización de los PIT, siendo un periodo de cuatro años bastante amplio.

2.1.3.3. Agentes como planificadores de la red

No es conveniente que agentes que tienen un rol activo en el mercado de la energía (bien sea como distribuidores o como generadores) adquieran un nivel de intervención en la red de transmisión, siendo esta la garantía de que el mercado puede ser competitivo.

Hipotéticamente podrían presentarse condiciones en las cuales un agente generador o distribuidor emplee el proceso de planificación y de expansión de la red de transmisión o sub transmisión para arbitrar de forma indeseable en el mercado. Esta posibilidad refuerza la necesidad de un planeamiento integrado, con decisiones vinculantes para los agentes, que pueden optar por desarrollar o no las instalaciones (en cuyo caso estas deberían ser ejecutadas por un tercero).

2.2. Experiencia Internacional

2.2.1. Antecedentes sobre la planificación de la transmisión a nivel internacional.

El segmento de la transmisión de la electricidad, unánimemente considerada un monopolio natural, es un aspecto clave del buen funcionamiento de la liberalización del conjunto del sector eléctrico.

La planificación de las infraestructuras de transmisión de energía tiene como objetivo primordial garantizar el suministro eléctrico en situaciones de máxima demanda al menor coste posible y respetando el medio ambiente, para lo cual es necesario prever la evolución de la oferta y la demanda de energía en el horizonte de planificación contemplado.

Por este motivo, la planificación de infraestructuras de transmisión puede tener una parte indicativa, que recoge la previsión de la evolución de la oferta y la demanda, como una parte vinculante, que recoge las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte a más corto plazo.

En este sentido, es comúnmente aceptado que para garantizar la seguridad de suministro es necesario disponer de un margen de reserva o índice de cobertura sobre la punta de demanda, lo que implica una necesidad de infraestructuras de transporte aún mayor que la derivada de la mera cobertura de la misma.

Las necesidades de inversión son un punto clave en el análisis de la alineación de las opciones reglamentarias con las especificidades nacionales. En este sentido, la financiación de las inversiones y los riesgos soportados por los agentes responsables de la transmisión dependen de la ambición de los planes de inversión.

Los nuevos planes de desarrollo deben asumir el despliegue de las nuevas tecnologías, y, consecuentemente, los nuevos riesgos se producen con estas

tecnologías. Las decisiones de hoy también se enfrentarán en el futuro alguna dependencia de la trayectoria tecnológica.

Con carácter general el responsable último de la planificación corresponde al gobierno o un regulador independiente. Asimismo, se considera que la existencia de libertad para invertir sin que haya una planificación global de las inversiones, conlleva la posibilidad de que aparezcan redes sub-óptimas.

Dentro de los diferentes países del ámbito europeo el responsable último de la planificación corresponde al gobierno o un regulador independiente. En la misma línea, los Estados Unidos de América, a través de la Comisión Federal de Regulación de Energía establece los requisitos de planificación de transmisión y de asignación de costos eléctricos.

En este sentido, el regulador tiene la obligación de establecer los criterios sobre los cuales el operador establecerá los planes para la red de transmisión.

Ni siquiera desagregando las decisiones de desarrollo de la red en territorios exclusivos de «n» empresas en régimen de no concurrencia se obtiene una solución óptima desde el punto de vista económico, ya que la agregación de «n» óptimos no tiene por qué ser igual al óptimo del sistema en su conjunto. De aquí la necesidad de que el desarrollo de la red se haga bajo un sistema de planificación general de la misma.

De aquí que se considere, con carácter general, la necesidad de que el desarrollo de la red se haga bajo un sistema de planificación general de la misma.

En términos generales, el planificador debe: (i) decidir cuándo, dónde y cómo incorporar nuevas instalaciones a la red de transmisión, (ii) proporcionar un plan de desarrollo de la red, (iii) considerar la calidad de servicio, (iv) posibilitar a todos los agentes un acceso equitativo a la red y, (v) asegurar la coherencia global de la red.

2.2.2. Marco general de referencia sobre planeamiento de la transmisión

Cuando las actividades de generación y comercialización se desarrollan en un marco competitivo, la planificación y la consiguiente inversión en las redes de transporte, que no tienen por qué afectar de forma homogénea a los distintos agentes del sistema, son capaces de influir sobre la capacidad de los agentes para competir en dicho entorno.

Por ello, el responsable último de la aprobación de los mecanismos de expansión de la red de transmisión y de los planes que se conformen, no debe ser ni el propietario ni el gestor de la red, que han de ser y parecer neutrales, sino alguien por encima de ellos: el gobierno o un regulador independiente.

No obstante lo anterior, es importante señalar que en muchos casos organismos constituidos por los mismos agentes se encargan del desempeño de funciones que se consideran públicas, como la operación de los sistemas y la elaboración de los planes de expansión de la red. Estas funciones les son asignadas por la ley y la regulación, y dichas entidades se sujetan a reglas y estatutos de constitución y operación, con el fin de evitar el potencial abuso de poder de mercado.

Un caso a señalar en este sentido son los RTO en los Estados Unidos, o las funciones de planeamiento de la red asignadas a National Grid en Reino Unido, o a TenneT en

Holanda, o las funciones de planeamiento de la red de corto y mediano plazo que desempeñan los operadores del sistema en Brasil y Chile.

En la experiencia internacional la responsabilidad por aprobar los planes de expansión con carácter vinculante se mantiene en cabeza de una autoridad independiente, normalmente el regulador o el Ministerio del ramo.

De manera general, y luego de revisar múltiples experiencias, se pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- Existe en todos los países un alto nivel de involucramiento de los operadores de los sistemas, tanto en esquemas ISO como TSO, en los procesos de planeamiento de las redes de transmisión. En algunos casos, como el Brasil, el operador elabora el plan de refuerzos y ampliaciones a corto plazo, orientado hacia los niveles de vinculación de la distribución y la transmisión (subtransmisión).
- En todos los casos se elaboran documentos bases de planeamiento de la transmisión a largo plazo, por parte de entidades de planeamiento, entidades o consultores independientes, a partir de los cuales se definen planes de inversión detallados.
- La necesidad de definir los valores asociados a la remuneración involucra a los reguladores en el proceso de aprobación puntual de proyectos; sin embargo, en la mayoría de los casos la aprobación corresponde al nivel de gobierno (rango ministerial).
- Un mecanismo de aplicación transversal en la mayoría de los sistemas para la ejecución de los proyectos son las licitaciones públicas, en el caso de los sistemas troncales.
- Existe una diferencia clara entre los niveles de transmisión y distribución, y en las responsabilidades de desarrollo de la red en cada caso. Una condición similar al caso peruano se presente en la actualidad en Brasil con la discusión sobre el desarrollo de las DIT (Demás Instalaciones de Transmisión) que por norma corresponden al ámbito de la transmisión, pero en la práctica los requerimientos tienen que ver con el desarrollo de los sistemas de distribución.
- La tendencia internacional es hacia establecer un límite por nivel de tensión entre transmisión y distribución, alrededor de los 150 kV.

2.2.2.1. Criterios y metodologías para la planificación

Los objetivos clave de la regulación deben basarse en que la red se planifique bajo principios de coordinación, innovación y eficiencia económica y que los consumidores sean protegidos de costos y riesgos innecesarios.

En términos generales, el planificador debe:

- Decidir cuándo, dónde y cómo incorporar nuevas instalaciones a la red de transporte.
- Proporcionar un plan de desarrollo de la red.
- Garantizar la homogeneidad en la calidad de servicio básica.
- Posibilitar a todos los agentes un acceso equitativo a la red con las menores restricciones posibles.

- Asegurar la coherencia global de la red, espacial y temporal.

En esencia, la planificación debe tener principalmente un componente técnico, buscando las soluciones técnicas óptimas en las diferentes opciones de inversión que se propongan, y consecuentemente, dentro de estas opciones, debe buscarse la eficiencia económica.

La necesidad de evaluar inversiones técnicamente óptimas conlleva la necesidad de obtener información por parte del regulador que le sirva de contraste en la toma de decisiones sobre la aprobación de los planes de inversión. Entre ellos, se ha de tener en consideración los siguientes aspectos:

- Información sobre Proyecciones: se ha contar con información sobre las nuevas demandas y generación previstas.
 - Los agentes deberían remitir las estimaciones realizadas en base a la información de nuevos crecimientos previstos por cada uno de ellos.
 - Las estimaciones a remitir deben cubrir al menos un número de ejercicios similar al periodo regulatorio estipulado para los planes.
 - La información debería actualizarse al menos de forma anual por parte de los agentes.
 - Se implementan mecanismos de requerimientos de información a los diferentes agentes del sector. Una práctica común consiste en establecer mecanismos de auditoría que garanticen la calidad y consistencia de la información, con las siguientes características:
 - Los reguladores emiten una propuesta de requisitos mínimos que deben cumplir las auditorías sobre los requerimientos de información que se realicen a los agentes.
 - Se emite normativa específica donde se definen las actuaciones profesionales de un auditor independiente que tengan por finalidad la emisión de un informe de revisión independiente para cada ejercicio, sobre la información solicitada.
- Asimismo, se establecen las bases que deben regir su actuación, los requisitos del auditor, el alcance de los trabajos a realizar y el contenido del informe a emitir una vez finalizado el trabajo de verificación, tales como la responsabilidad del auditor y el tipo de informe a emitir.
- Se definen las competencias profesionales del auditor (p.e. firmas de auditoría conformadas bajo la ley peruana y registradas en el padrón de auditores independientes), así como las experiencias relevantes y verificables, en el campo de la auditoría, la contabilidad y los aspectos técnicos, en este caso con respecto al sector eléctrico y a los procesos de regulación y planificación de la red.

- Es esencial que la planificación de la red se realice de forma global. La dificultad

evidente de conformar planes de inversión a largo plazo, puede mitigarse realizando planes de inversión de carácter progresivo, es decir, con información más detallada para los primeros periodos y con información menos aproximada para los ejercicios más lejanos y con mayor dificultad de estimación.

- Primer plazo del plan de inversiones.
 - Información sobre unidades físicas individualizadas y características técnicas detalladas.
 - Coste económico de inversión detallado por instalación.
- Segundo plazo del plan de inversiones.
 - Información menos detallada y características técnicas aproximadas.
 - Estimación económica aproximada de las instalaciones indicadas.

2.2.2.2. Proceso de revisión y autorización de las planificaciones de redes

Con carácter general, los modelos internacionales de planificación de redes contienen los siguientes principios básicos:

1. Propuesta inicial de inversiones (tanto en la actividad de Transmisión como de Distribución) por parte de los agentes.
2. Revisión de los planes de inversión por parte del Regulador.
 - a. Búsqueda de soluciones óptimas en base a criterios técnicos.
 - b. Evaluación de volúmenes económicos de inversión.
3. Establecimiento de periodos de consulta con los agentes.
4. Propuesta Final de los planes de inversión por parte de los agentes.
5. Revisión final de los planes de inversión realizado por los agentes en base a las consultas planteadas.
6. Aprobación/Autorización de los planes de inversión a los agentes.
7. Monitorización y control por parte del Regulador del cumplimiento de los planes de inversión, el cual incluye los siguientes aspectos:
 - a. El seguimiento por parte del regulador de los planes de inversión se centra en el análisis del grado de cumplimiento en el desarrollo de instalaciones, que por obligación tienen los agentes.

A modo de ejemplo, para evaluar el grado de avance de los diferentes proyectos se utilizan, entre otros, análisis de “curva S”.
 - b. El incumplimiento de los planes de inversión por parte de los agentes conlleva, con carácter general, la aplicación de penalizaciones, retributivas u de otra índole, como las fianzas o garantías de cumplimiento. Estas penalizaciones pueden estipularse, fundamentalmente, por dos causas:
 - i. Las penalizaciones se hacen efectivas ante incumplimientos totales en la

construcción de los activos afectos.

- ii. Penalizaciones ante retrasos (achacables al agente) en la puesta en marcha de las instalaciones o incumplimiento de hitos de construcción.

En este sentido, se pone de manifiesto que, con carácter general, el Regulador no realiza los planes de inversión, sino que únicamente los revisa y aprueba, y posteriormente, realiza el seguimiento del cumplimiento de los planes aprobados.

8. En relación con las labores de revisión y aprobación de los planes de inversión que recae sobre el Regulador, en el caso de no tener herramientas de análisis para obtener conclusiones suficientes, para la aprobación de los planes, se puede establecer la opción de que la evaluación técnica, y en su caso económica, sea realizada por organismos públicos independientes y transmitan las conclusiones al Regulador encargado de la aprobación oficial de los planes de transmisión.

Se considera necesario la monitorización del grado de cumplimiento de los planes de inversión, entre otros, por los siguientes aspectos:

- Garantizar la capacidad necesaria de la red y evitar colapsos en el suministro.
- Garantizar la calidad del servicio.
- Evaluar los impactos retributivos por posibles penalizaciones en base a incumplimientos de los planes de inversión.

En este sentido, los Reguladores establecen mecanismos de reportes, usualmente auditados por expertos independientes, por la que los agentes deben informar sobre las inversiones efectuadas anualmente, con el objetivo de obtener información actualizada de las inversiones reales efectuadas.

2.3. Propuesta de Mejora¹³

2.3.1. Sobre el procedimiento de aprobación de los planes

Se propone como alternativa para enfrentar la problemática descrita que el procedimiento de aprobación de los PIT y del Plan de Transmisión se coordine de manera más cercana, de modo que el COES participe emitiendo opinión técnica respecto de los PIT, quedando Osinergmin limitado a su rol de aprobar los planes y determinar su remuneración. Esto, teniendo en consideración lo previsto en el numeral 12.1 del Artículo 12 de la Ley 28832, que taxativamente señala: *“El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de*

¹³ La propuesta de mejora presentada por la consultora Deloitte, y que se desarrolla a continuación, está enmarcado en mejoras a nivel de reglamentos y procedimientos, no se está incluyendo propuestas en cambios de ley que tendría que hacerse con un mayor tiempo de sustento y maduración.

los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo”.

De esta forma los Planes de Inversión seguirán siendo propuestos por las empresas y aprobados por el Osinergmin previa opinión del COES, y el Plan de Transmisión seguirá siendo aprobado por el MINEM y propuestos por el COES.

No obstante, los PIT solo se limitarán a aquellas instalaciones de transmisión necesarias para garantizar el suministro dentro de la zona de concesión de las empresas de distribución eléctrica por tratar su alcance de aquellas instalaciones que tiene por finalidad su abastecimiento, sin involucrar ni a las empresas transmisoras, ni a las empresas generadoras de electricidad, ni a los Usuarios Libres como agentes que propongan PIT. Las propuestas de estos agentes deberán resolverse de acuerdo con la opción prevista de libre negociación de SCT o alternatively se tratarán dentro del Plan de Transmisión.

En consecuencia, todas las instalaciones aprobadas como parte del PIT serán consideradas de uso exclusivo de la demanda y, por ello, remuneradas al 100% por esta.

Se propone que se refuerce la supervisión del cumplimiento de los requisitos técnicos y de la fecha de entrada en operación de los proyectos contenidos en los PIT. Así, si el distribuidor que ha propuesto la construcción de una instalación no cumple con realizarla dentro del plazo previsto, que no debiera exceder de tres (3) meses, lo que debe garantizar con una fianza bancaria incondicional, irrevocable, solidaria y de realización automática, el COES solicitará al MINEM que conduzca directamente o solicite a PROINVERSIÓN, a decisión de ese Ministerio, la conducción del respectivo proceso de licitación del SCT.

2.3.1.1. Aspectos a considerar en el proceso de coordinación del planeamiento

A continuación, se mencionan algunos aspectos importantes que se deben tener en cuenta en la elaboración del PIT y su coordinación con el Plan de Transmisión:

- El PIT será un único documento con todas las directrices de expansión en el sistema de transmisión de las empresas distribuidoras, el cual se debe realizar (actualizar) cada 2 años, con un horizonte de análisis de 10 años; tal como se hace actualmente en el Plan de Transmisión. El PIT incorporará todas las instalaciones hasta el nivel de tensión 35 kV (las barras de 35 kV interconectadas con niveles de tensión superior), con la siguiente salvedad: la parte de 35 kV - 220 kV surgen de la identificación de las necesidades por parte del COES, los distribuidores, la consolidación de los Planes de Inversión y solicitudes de conexión.
- El Plan de Transmisión tendrá como insumo los PIT realizados por cada distribuidor, las propuestas de inversiones de los diferentes contratos de concesión con el Estado (BOOT y RAG), solicitudes de ampliación o refuerzos, solicitudes de conexión para nueva generación y/o demanda, análisis de la operación del sistema. Asimismo, los PIT deberá tener en cuenta en su elaboración los resultados del Plan de Transmisión.

- Todos los proyectos dentro del horizonte de cuatro años siguientes a la fecha de su aprobación que queden incluidos en el PIT tendrán carácter vinculante, es decir son de obligatorio cumplimiento.
- El PIT debe indicar claramente las obras y la fecha de entrada en operación de cada proyecto vinculante. Asimismo, los distribuidores como parte del PIT presentarán los respectivos anteproyectos.
- Es necesario que los distribuidores manifiesten su interés de realizar las obras vinculantes incluidas en el PIT en un plazo no prorrogable de 30 días calendario, en cuyo caso acompañarán las garantías bancarias que permitan garantizar la fecha de entrada en operación del proyecto y que la construcción cumpla con los requisitos técnicos mínimos establecidos en la normatividad peruana. Algunos de los criterios que deberían cumplir estas garantías son:
 - Que sean otorgadas de manera incondicional e irrevocable a favor del Osinergmin.
 - Que sean incondicionales y puedan ejecutar de manera inmediata al primer requerimiento del pago de la obligación garantizada.
 - Que sean líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacer efectivas.
 - Que la entidad otorgante cuente con una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo, y que renuncie a requerimientos de cualquier tipo para el pago de la obligación garantizada.
 - Que tengan un valor calculado en moneda nacional y sean exigibles de acuerdo con la legislación peruana.
 - El valor pagado sea igual al valor de total de la cobertura, es decir libre de cualquier deducción o retención; donde el valor de la cobertura será el monto equivalente al diez por ciento (10%) del presupuesto estimado del proyecto.
- La garantía debe tener una vigencia desde la manifestación de interés por parte del distribuidor, hasta la fecha de entrada en operación del proyecto más tres (3) meses. Se permitirá que la fecha de entrada en operación de un proyecto vinculante sea modificada en las siguientes condiciones:
 - Cuantas veces sea necesario en el evento que el atraso sea por fuerza mayor administrativa, se presente un caso de fuerza mayor, por alteración del orden público o demoras en la expedición de la licencia ambiental, eventos que no son gestionables por parte del agente y que los mismos esté debidamente documentados y certificados.
 - Por una única vez en los eventos que son originados en hechos que son de control del agente y de su debida diligencia.

- En los anteriores casos, la respectiva garantía debe ser ajustada.
- Las labores de supervisión para la ejecución del PIT que efectúe Osinerghmin, las que podrá realizar a través de una empresa especializada independiente, deben considerar lo siguiente:
 - Que la ingeniería básica e ingeniería definitiva, correspondan a los alcances del proyecto.
 - Que el suministro de los equipos y materiales, correspondan a los alcances proyecto verificándose que se cumplan las especificaciones, requisitos mínimos y normas establecidas en el proyecto, así como en la buena práctica de la ingeniería.
 - Que la construcción y pruebas del proyecto, correspondan a los alcances establecidos en los estudios presentados.
 - Que la construcción de las instalaciones se efectúe según los calendarios y cronogramas indicados por el agente.
 - Gestión ambiental del proyecto.
 - Evaluará y emitirá informes sobre solicitudes de prórroga o modificación de los plazos que solicite el agente.
 - La elaboración de informes mensuales, de conformidad de la construcción del proyecto.

Osinerghmin, a través de su propio personal o de empresas especializadas, a su propia cuenta, costo y riesgo, realizar labores de seguimiento de la ejecución de las obras y la inspección técnica de la calidad constructiva, para lo cual el Agente proporcionará las facilidades que razonablemente le sean requeridas, en tanto no afecten el normal desarrollo del cronograma de construcción del proyecto.

El plazo de la ejecución de la interventoría o supervisión del proyecto, será aquella que Osinerghmin determine, no obstante, la misma debe tener por lo menos el mismo tiempo de ejecución del proyecto hasta su fecha de puesta en operación. El supervisor dispondrá de dos (2) meses, contados a partir de la fecha de puesta en operación del proyecto para entregar al COES un informe final de la interventoría

- La metodología para la elaboración del PIT debe tener en cuenta los siguientes aspectos en el proceso de integración del planeamiento con el Plan de Transmisión:
 - Es necesario que los agentes al entregar el Estudio del PIT (Resolución N° 217-2013-OS/CD, numeral 5.7) y el Diagnóstico y Propuestas de solución de que trata la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM “Criterios y metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”, artículos 7 y 8, se incluya un capítulo o numeral en el cual se indique que los agentes deben

reportar la siguiente información como mínimo, como parte de su ejercicio de prefactibilidad de los proyectos propuestos.

- Confirmación de la verificación de la disposición de espacios.
 - La disposición de equipos comunes o que requieran ampliación, por ejemplo, la puesta de malla a tierra, vías de acceso y/o adecuación de las existentes, la adecuación del terreno, y en general de todas aquellas obras civiles necesarias para las obras que conformar el proyecto.
 - Condiciones ambientales existentes
 - De ser necesario, el movimiento o reubicación de infraestructura existente.
 - Descripción de las obras y su clasificación en módulos estándar.
 - En caso que aplique, la reclasificación de módulos existentes.
 - En caso que aplique, la identificación de costos que deben incurrir terceros.
 - Indicar las obras de distribución que deben realizarse.
 - Posibles imprevistos en cada una de las etapas de diseño, construcción, pruebas y puesta en servicio de las instalaciones
- Para el horizonte de análisis se determinan las problemáticas de cada Área de Demanda, tomando como referencia la visión en el largo plazo.
 - Identificada la problemática, se proponen diferentes alternativas de proyectos.
 - Se verifica el desempeño en el sistema para cada alternativa de proyecto propuesto y la mejor técnicamente se escoge como posible solución, dado que se debe evaluar si el tiempo de tenerla en funcionamiento es el adecuado.
 - Una vez se tenga identificada la mejor alternativa técnicamente (incluyendo el análisis de tiempo de construcción y ejecución del proyecto) se procede a evaluar económicamente el proyecto.
 - Finalmente, se deben recomendar los proyectos (soluciones) que son técnicamente y económicamente viables, según las disposiciones ya establecidas en la normatividad peruana.

2.3.1.2. Procedimiento de aprobación del PIT

Se propone que el planeamiento del sistema de transmisión peruano sea un desarrollado en dos ciclos, así:

1. Un primer ciclo en el cual se consoliden los PIT que desarrolle cada distribuidor, los cuales deben ser de carácter obligatorio. Este ciclo incluye toda la preparación de los estudios que sustenten las propuestas realizadas, con base en los lineamientos y criterios definidos por Osinergmin. De igual forma debe

contener las soluciones, de ser el caso, a las problemáticas planteadas en el Informe de Diagnóstico con las condiciones operativas del SEIN que debe preparar el COES, una vez sea éste evaluado por Osinergmin y el Ministerio.

Nota: En este ciclo, ningún proyecto ha sido aprobado a cada agente, solo hasta la aprobación (adopción) del Plan de Transmisión, es decir al finalizar el ciclo 2 que se explica a continuación.

2. Un segundo ciclo consiste en la consolidación de todos los PIT realizados por cada distribuidor, las propuestas de inversiones de los diferentes contratos de concesión con el Estado (BOOT y RAG)¹⁴, solicitudes de ampliación o refuerzos, solicitudes de conexión para nueva generación y/o demanda, análisis de la operación del sistema, y demás soluciones identificadas como parte del ejercicio de planeamiento realizado por el COES como planificador centralizado (Plan de Transmisión).

En la Figura 9 se presenta la propuesta del proceso de coordinación de aprobación de los PIT con el del Plan de Transmisión para Perú.

Cabe señalar que esta coordinación implica que los PIT debieran revisarse con la misma periodicidad que los Planes de Transmisión, es decir cada dos años. Asimismo, que se establece que tienen prioridad las propuestas presentadas por los concesionarios de distribución que hayan sido designados por el MINEM como responsables de las Zonas de Responsabilidad Técnica que establece la Ley.

Una vez aprobados los PIT, el proceso de manifestación de interés para el desarrollo de los proyectos de los SCT será el mismo que se realiza actualmente, en el cual si el agente titular de la concesión asume la ejecución de un proyecto el mismo se valora con los módulos estándar, pero con la posibilidad de ejecutar algunos ajustes si ello es justificado como se explica más adelante.

En el caso de no manifestar interés, se propone que el Ministerio licite las obras correspondientes, en este caso, se dará la opción al distribuidor de optar por brindar el servicio de operación y mantenimiento, pero según el valor que sea regulado por Osinergmin, con la finalidad de evitar posibles abusos de posición dominante. Indistintamente opte o no por brindar el servicio de operación y mantenimiento, se propone que el beneficiario de la licitación reembolse al distribuidor los gastos de elaboración del anteproyecto respectivo.

Es importante mencionar que la tercerización de las actividades de operación y mantenimiento por parte del Adjudicatario del proyecto licitados al amparo de la

¹⁴ En este caso, el MINEM debiera modificar la norma sobre “Criterios y Metodologías para la elaboración del Plan de Transmisión”, aprobada por la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, con la finalidad que como parte del proceso de la elaboración del Plan de Transmisión, el COES realizara una evaluación detallada de las propuestas de solución contenidas en el último plan que hayan presentado aquellas empresas que tienen suscrito con el Estado como resultado de algún proceso de promoción de la inversión privada al amparo de sus respectivos contratos de concesión. De este modo se garantizaría la adopción de soluciones de carácter integral para el SEIN.

normativa referida a las Asociaciones Público Privadas, constituye una práctica recurrente no sólo a nivel nacional (en diversos sectores) sino internacional. A modo de ejemplo, determinadas empresas del Sistema Garantizado de Transmisión han subcontratado la operación y mantenimiento de sus instalaciones a una empresa distinta de la Adjudicataria.

En todo caso, lo importante es que el Adjudicatario responda en todos los casos frente al Estado Peruano, por el cumplimiento de sus obligaciones previstas en el Contrato de Concesión respectivo, durante la etapa de ejecución del contrato.

Sobre la base de lo expuesto, el Reglamento del Decreto Legislativo del Marco de Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos, probado por Decreto Supremo N° 410-2015-EF, establece lo siguiente:

*“65.1 El inversionista es el único responsable por el cumplimiento de todas y cada una de sus obligaciones establecidas en el contrato, **incluso de aquellas que son realizadas por terceros a nombre suyo**. El incumplimiento de una o más obligaciones contractuales, por acción u omisión por parte del Inversionista, conlleva la aplicación de las penalidades y otras medidas similares previstas en el respectivo contrato.”*

Por lo expuesto, si el propio marco normativo de las Asociaciones Público Privadas contempla la posibilidad de que el inversionista pueda subcontratar a un tercero para realizar las actividades propias de la etapa de construcción, operación y mantenimiento, no hay impedimento para establecer como condición del proceso de licitación que la operación y mantenimiento de los proyectos del SCT estén a cargo de la Distribuidora.

		Año 1												Año 2																			
		Ene	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Ene	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec								
Ciclo 1 - Consolidación de los Planes de Inversión	1	2	3	Informe de Diagnóstico con las condiciones operativas del SEIN (COES) y publicación en página WEB del COES																													
	1	2	3	4	Presentación de los Estudios Técnico-Económicos de los planes de inversión realizado por los agentes y publicación en página WEB del COES y OSINERGMIN																												
				1	2	Propuestas de solución de los Agentes y presentación de los mismos en página WEB del COES																											
					1	Observaciones al informe de Diagnóstico y a los Estudios Técnico - Económicos de los planes de inversión																											
						1	2	Entrega del Plan de Inversión "Preliminar" para comentarios por parte del COES y OSINERGMIN.																									
							1	Observaciones al Plan de Inversiones "Preliminar"																									
								1	2	Incorporación de comentarios al Plan de Inversiones																							
Ciclo 2 - Consolidación del Planeamiento Integral del Sistema de Transmisión													1	Planes de Inversión de transmisión definitivos																			
														1	2	3	Análisis por parte del COES en la elaboración del Planeamiento Integral del Sistema de Transmisión "Preliminar"																
															1	Presentación de resultados "PRELIMINAR"																	
																1	Recepción de comentarios de CAPT, OSINERGMIN, MINISTERIO, AGENTES, demás interesados																
																	1	Audiencia Pública															
																		1	Respuestas a observaciones														
																			1	2	Incorporación de comentarios y propuesta del Planeamiento Integral del Sistema de Transmisión												
																				1	Observaciones de OSINERGMIN												
																					1	2	Propuesta definitiva del Planeamiento Integral del Sistema de Transmisión										
																						1	Opinión de OSINERGMIN y envió al MINEM										
																						1	2	Aprobación del Planeamiento Integral del Sistema de Transmisión (*)									
																									Proceso de manifestación de interés para la realización de los proyectos								
																									Expedición de Resoluciones que aprueban las obras incluidas del Plan de Inversiones								
		Se identifican las obras que deben ir por licitación Pública, y en el siguiente año se inician dichos procesos																															

2.3.2. Sobre la remuneración de los PIT

La presentación y ejecución de los PIT en forma adecuada y oportuna, depende en gran medida de que se perciba por parte de los agentes que la remuneración de las inversiones es adecuada, dentro de los parámetros de eficiencia que fije el regulador. El reforzamiento del sistema de la planificación de las redes de transmisión pasa por tanto por los ajustes que se requiera efectuar sobre la remuneración de las inversiones a realizar.

Al respecto, los ajustes propuestos a la remuneración de los SST y SCT se sustentan en dos ideas básicas: i) incrementar la estabilidad, ii) reducir los riesgos de incrementos de costos provocados por algunos aspectos de difícil previsión de parte de un agente diligente.

En este sentido, de la información recabada por la empresa consultora Deloitte, por encargo de Osinergmin, una de las mayores preocupaciones tiene que ver con el riesgo que supone no contar con una referencia de costos de inversión y mantenimiento al momento de decidir si ejecutar o no las inversiones del PIT; es decir que la valorización de instalaciones efectuada al momento de aprobar un PIT no es la que finalmente se utiliza para efectos de determinar las tarifas y compensaciones correspondientes, sino la valorización efectuada con los módulos estándar al momento de iniciada la operación comercial del elemento a remunerar.

Sobre el particular, se propone que en principio la valorización efectuada al momento de aprobar el PIT quede firme para efectos de la determinación de las tarifas correspondientes, con excepción de las componentes de pago de servidumbre y adquisición de terrenos, los cuales serían reconocidos como se explica en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** siguiente. Adicionalmente a estos costos, y siempre que esté justificado se podrá considerar un incremento de la valorización efectuada frente a cambios de las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio. Inicialmente, en ningún caso este ajuste de costos podrá exceder del 15% del valor aprobado al momento del PIT.

Lo anterior, sería solo aplicable en el caso que el distribuidor ejerza su derecho preferente de construir las instalaciones del Plan de Inversiones.

Para los procesos de licitación pública, la remuneración es la que resulte de dicho proceso.

2.3.2.1. Servidumbres

Se sugiere remunerar las servidumbres con base en los costos incurridos y demostrados mediante facturas efectivamente pagadas y soportadas con los documentos que determinen las condiciones de la negociación, la descripción de las áreas, y la forma como se determinó el valor acordado, sin detrimento que el Osinerghmin ajuste las valoraciones por disponer información que se lo permita, tales como la resultante de peritaje y/o auditoría. En el caso que las empresas no entreguen información sustentatoria, se les remuneraría como se está haciendo a la fecha.

Para establecer un valor máximo de remuneración de las servidumbres, se propone considerar las siguientes recomendaciones, de acuerdo con la forma en que aquellas obtenidas:

- A. Valor negociado con los propietarios del terreno: En el caso en el cual la negociación se realice entre el agente y los propietarios del terreno, podrían considerarse las siguientes opciones para fijar una referencia del valor máximo a remunerar:
 - I. *Valor catastral:* El tope máximo a reconocer podría fijarse a partir de la información de valores de suelo disponibles en el Sistema Nacional Integrado de Información Catastral Predial, o la entidad encargada de la fijación de este tipo de valores en el Perú, o a partir del valor sobre el cual se liquida el pago de impuestos de los terrenos.
 - II. *Valor demostrado:* El valor a remunerar a cada agente por concepto de servidumbre de líneas podría ser el valor anual que éste demuestre con la información entregada al momento del reporte del inventario de sus activos.

De acuerdo a la experiencia internacional, tanto en I como en II el valor a remunerar puede establecerse como:

Valor considerando una tasa de arriendo: En este caso, se podría reconocer el valor de arrendamiento del terreno según que exista una tasa máxima de arrendamiento de carácter normativo.

Valor considerando la plusvalía de la tierra: El tope máximo a reconocer podría fijarse teniendo en cuenta el valor de la plusvalía de la tierra o las tasas de crecimiento del valor de la tierra que hayan sido establecidas para los diferentes departamentos, provincias, distritos y centros poblados, en la medida en que las autoridades correspondientes dispongan de esta información.

- B. Imposición de servidumbres: Mediante el proceso legal de imposición de servidumbres a realizarse por parte de las autoridades competentes, la Dirección General de Electricidad a través de una institución especializada determina un valor de remuneración de servidumbres y en este caso ese valor debe ser pagado al transportador.

Respecto a la experiencia internacional es importante subrayar que el marco regulatorio colombiano establece que el valor a remunerar a cada Transportador Nacional por concepto de servidumbre de líneas será el valor anual que éste

demuestre con la información entregada al momento del reporte del inventario de sus activos, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2009:

“Artículo 5. Determinación de los activos remunerables. La CREG aprobará mediante Resolución la base de activos a remunerar a cada uno de los TN, para lo cual cada empresa deberá reportar a la CREG, dentro de los 30 días calendario siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución, su inventario con los activos que se encuentran en operación, clasificados por Unidad Constructiva, informando si opera el activo en forma parcial o total y el valor o valores pagados por concepto de servidumbre. Con el inventario deberán reportar los activos de enlaces internacionales de Nivel de Tensión 4 que están siendo remunerados mediante cargos por uso.

Con la base de activos definida por la CREG el Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional liquidará y facturará los ingresos correspondientes a los TN, con la metodología definida en esta Resolución y aplicando las Compensaciones a que haya lugar conforme a lo establecido en el Artículo 17 y en el CAPÍTULO 4 del Anexo General de esta Resolución. La CREG podrá modificar la base de activos de un TN cuando la autoridad competente determine que alguno de sus activos limita la operación adecuada del Sistema.

Parágrafo. *El valor a remunerar a cada TN por concepto de servidumbre de líneas será el valor anual que éste demuestre con la información entregada al momento del reporte del inventario de sus activos. En los casos en que el TN haya realizado un solo pago por concepto de servidumbres, deberá calcular el valor anual equivalente utilizando la Tasa de retorno definida para la actividad de Transmisión.*

3. Reglas de Acceso a Terceros

Es deseable que el acceso a las redes en general, y en especial a redes que permiten el suministro de servicios básicos, sea considerado un **derecho**, como extensión del derecho al acceso a esos servicios, para su posterior desarrollo legal, regulatorio y procedimental.

Dentro de este proceso deben quedar definidas las **responsabilidades que los diferentes involucrados deben asumir**, desde la esfera legal, técnica y económica. Partiendo del principio de que la actividad de redes, específicamente el transporte de la energía eléctrica, es un monopolio natural de una parte y, por otra, está asociado a un servicio esencial para el desarrollo de otras actividades económicas o para poder garantizar uno de los servicios básicos que permite una calidad de vida propia de una sociedad moderna. Así las cosas, se debe garantizar que el monopolio no ejerza y abuse del poder dominante que tiene frente al usuario (incluidos los generadores como usuarios los de la actividad de transporte).

Por tanto, el derecho al libre acceso debe ser consistente con un entorno institucional y normativo que sean su garantía. La **disposición de información veraz, oportuna y confiable, la existencia de reglas claras** que permitan determinar la asignación justa de las responsabilidades que se desprenden del acceso, y en caso de que las mismas sean vulneradas, o surjan diferencias a consecuencia de las cuales pueda vulnerarse el derecho de acceso, existan las instancias que permitan resolver tales diferencias de forma contundente, esto es ajustadas a derecho y mediante el respeto a un debido proceso, previamente establecido.

3.1. Diagnóstico

Si bien existe en el Perú una regulación adecuada sobre el acceso de terceros (open access, en inglés) a líneas de transmisión, es necesario que el libre acceso cuente con reglamentación precisa que permita que tal derecho sea concretado en procedimientos claros, e instancias de solución de conflictos. Esta reglamentación debe ser adecuada tanto en el aspecto técnico como legal y en la existente como se describe a continuación se encuentran algunas deficiencias que requieren de atención.

Cabe agregar, que la empresa consultora Deloitte, por encargo de Osinerghmin, realizó entrevistas con los diferentes agentes, de las cuales se manifestaron como problemas con referencia al acceso los siguientes:

- El no reconocimiento de costos ocasionados por nuevas conexiones.
- La diferencia de la información oficial sobre capacidad disponible y la que finalmente los concesionarios entregan para efecto atender una solicitud de conexión.
- La dificultad para recuperar costos de unidades constructivas cuando se abren líneas largas y es necesario modificar el esquema de protecciones.
- La falta de claridad de responsabilidades entre las partes que intervienen en una conexión.

Considerando estas inquietudes se procedió a evaluar diversos aspectos contenidos en la normatividad vigente y, a partir de ello, se extrajeron conclusiones y recomendaciones de mejora.

3.1.1. Análisis Normativo

3.1.1.1. Ley de Concesiones Eléctrica y su Reglamento

Para el desarrollo de cualquiera de las actividades de la cadena productiva de la energía eléctrica en Perú, se requiere disponer de una concesión. Este aspecto conlleva a que el procedimiento de acceso se enmarque dentro de un proceso más amplio que es el de adquisición de la concesión definitiva. Dentro del proceso de adquisición de la concesión se prevé a su vez la emisión de un certificado de conformidad por parte del COES, como garantía de que el acceso de una nueva instalación no afecta el desempeño del sistema¹⁵.

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) en su artículo 33, establece la obligación a los concesionarios de transmisión para permitir el uso de sus sistemas por terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso de requerirse y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.

Adicionalmente, el artículo 62 de la LCE establece:

“Artículo 62.- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG. Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por OSINERG.”

De otra parte, el Reglamento de la LCE establece en su Artículo 37:

“Para el otorgamiento de la concesión definitiva, el peticionario deberá presentar a la entidad competente el certificado de conformidad emitido por el COES,

¹⁵ No como garantía de que haya un debido proceso para que no se vulnere el derecho al acceso de ese tercero, lo cual está regulado en la Resolución OSINERG N° 091- 2003-CD/OS, la cual por otra parte debe ser ajustada, tal como se menciona más adelante en este capítulo.

sustentado con un Estudio de Pre-Operatividad. El COES establecerá el procedimiento que se requiera para este efecto, el cual deberá ser aprobado por OSINERGMIN.”

Señalando también en su Artículo 66:

“Para el otorgamiento de la autorización y concesión definitiva con Recursos Energéticos Renovables, el peticionario deberá presentar a la entidad competente el certificado de conformidad emitido por el COES, sustentado con un Estudio de Pre-Operatividad. El COES establecerá el procedimiento que se requiera para este efecto, el cual deberá ser aprobado por OSINERGMIN.”

Así las cosas, no es claro si el proceso de garantía del libre acceso está definido por el procedimiento para adquirir una concesión, no parece ser este el objeto mismo de las concesiones que se otorgan con el fin de permitir el uso de bienes del Estado y/o la imposición de servidumbres.

3.1.1.2. Reglamento de Transmisión

En lo referente al acceso, el Reglamento de Transmisión establece las siguientes definiciones relevantes.

- Capacidad Comprometida: Es la capacidad contratada por los usuarios existentes de una instalación de transmisión en un momento dado.
- Capacidad de Conexión: Es el límite máximo de capacidad para inyectar o retirar energía en un determinado nodo del Sistema de Transmisión, respetando las limitaciones constructivas, de calidad y de seguridad de operación del sistema en un momento dado. La información sobre estos límites se mantendrá permanentemente actualizada en el portal de Internet de OSINERGMIN.
- Capacidad Disponible: Es la diferencia entre la Capacidad Efectiva de Transporte y la Capacidad Comprometida de una instalación del Sistema de Transmisión. Esta información se mantendrá permanentemente actualizada en el portal de Internet de OSINERGMIN.
- Capacidad Efectiva de Transporte: Es la capacidad de transporte de una determinada instalación del Sistema de Transmisión, considerando las restricciones constructivas, operativas, de calidad y de seguridad de operación del sistema en un momento dado.
- Estudio de Pre Operatividad: Estudio que determina y evalúa el impacto de una nueva instalación en la operación del SEIN, en la capacidad del Sistema de Transmisión, así como en la fiabilidad y calidad de las operaciones. El horizonte de análisis es determinado por el COES en relación con la magnitud de la nueva instalación.
- Mandato de Conexión: Resolución emitida por OSINERGMIN que ordena la conexión a un Sistema de Transmisión.

De otra parte, el artículo 11 del Reglamento de Transmisión establece:

“Artículo 11°.- Utilización y acceso al Sistema de Transmisión

11.1 Los interesados que requieran utilizar instalaciones del SCT a que se refiere el literal c), numeral 27.2 del artículo 27° de la Ley, deberán acordar las condiciones de acceso con el titular de las instalaciones involucradas, hasta el límite de la Capacidad Disponible de dichas instalaciones. (Subrayado nuestro).

11.2 Los interesados que requieran utilizar instalaciones del Sistema de Transmisión no comprendidas en el numeral precedente, tendrán libre acceso en tanto no se supere el límite de la Capacidad de Conexión correspondiente. (Subrayado nuestro).

11.3 Si habiendo Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión, según sea el caso de los numerales 11.1 y 11.2, respectivamente, el titular de la instalación se negara a otorgar el acceso a sus instalaciones, OSINERGHMIN emitirá el correspondiente Mandato de Conexión.

11.4 Cualquier Agente tiene el derecho de efectuar las ampliaciones que se necesiten para incrementar la Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión, según sea el caso de los numerales 11.1 y 11.2, respectivamente. (Subrayado nuestro).

11.5 No constituirá requisito para efectuar la conexión u otorgar el respectivo Mandato de Conexión, la fijación previa de la remuneración por parte de OSINERGHMIN. Una vez fijada la remuneración por OSINERGHMIN, ésta se aplicará desde la fecha efectiva de conexión, aplicando los intereses compensatorios a que hubiere lugar, de acuerdo con el artículo 176° del Reglamento de la LCE.

11.6 El COES elaborará un procedimiento de Conexión, a ser aprobado por OSINERGHMIN, en el cual se establecerá, entre otros:

- a) Los requerimientos generales para la conexión y desconexión de instalaciones al SEIN.*
- b) Los estándares de desempeño del equipamiento y las obligaciones de los Agentes.*
- c) Las obligaciones de los Agentes de probar y monitorear sus equipamientos, para asegurar que cumplen con los estándares de fiabilidad requeridos.*
- d) Requisitos de diseño para la construcción y modificación de instalaciones de conexión a la red.*
- e) Requisitos de operación y mantenimiento.*
- f) Acopio y uso de la información relacionada con la conexión.*
- g) Tratándose de Clientes Libres, el procedimiento de Conexión establecerá las condiciones de desconexión de las cargas que excedan su potencia contratada o que pongan en riesgo la seguridad del Sistema.*

Al respecto se tienen los siguientes comentarios:

Como puede verse para las instalaciones del SCT, resultantes de una libre negociación, se emplea el concepto de capacidad disponible, el cual, a su vez depende de la diferencia entre capacidad efectiva y capacidad comprometida (contratada por quien originó la instalación). No obstante, no existe el desarrollo

regulatorio que establezca quién, cómo y cuándo se determinan cada una de estas capacidades (cuál es el debido proceso), esto se puede verificar cuando al revisar tanto la Resolución 091-2003-OS/CD de Osinergmin y el Procedimiento Técnico COES N° 20 del COES, en los cuales no se hace uso de estos conceptos base para garantizar el acceso.

Para los demás sistemas se emplea el concepto de capacidad de conexión. Concepto que al igual que en el caso del SCT adolece del debido desarrollo procedimental.

Tanto el concepto de capacidad efectiva, como el de capacidad de conexión, terminan siendo equivalentes, en la medida en que están determinados como la máxima capacidad que puede transportar la instalación respetando sus características considerando las restricciones constructivas, operativas, de calidad y de seguridad de operación del sistema en un momento dado. Por tanto, en el caso del SCT, resultantes de una libre negociación, el acceso lo está definiendo la capacidad contratada, la cual puede estar siendo usada o no. No obstante, no hay reglamentación detallada sobre la capacidad contratada y sobre este tipo de contratos que permitan establecer que la capacidad disponible obedece a una realidad técnica o que bajo un escenario hipotético pero posible limite el establecimiento de contratos abusivos, en caso extremo. De otra parte, si una instalación del SCT no tiene contratos, toda su capacidad efectiva estaría disponible, independientemente del uso real de a la instalación.

En consecuencia, es recomendable que se incorpore en la normativa de acceso que en los acuerdos libres se prevea que las partes deben acordar los derechos sobre capacidad excedentaria; si la misma queda en cabeza del transportador, este no debería cobrar la totalidad de las inversiones al usuario de transporte que originó la instalación.

No obstante, cualquier modificación de una conexión al SEIN debe implicar un estudio de pre operatividad, y como resultado del mismo se establecerán las capacidades máximas que el sistema puede otorgar a una instalación

3.1.1.3. Resolución N° 091-2003-OS/CD

La Resolución N° 091-2003-OS/CD aprobó el procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica, la cual fue emitida previamente al Reglamento de Transmisión, la misma establece las siguientes definiciones relevantes.

- *Suministrador de Servicios de Transporte. Es todo concesionario de transmisión o distribución eléctrica o empresa que tenga redes en el sistema interconectado, que brinde o esté en capacidad de brindar Servicios de Transporte de Energía.*
- *Ciente de Servicios de Transporte. Para efectos del presente procedimiento, es todo Suministrador de Energía que recibe o solicita un Suministro de Servicios de Transporte en concordancia con la octava disposición complementaria del “Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres”, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 1089-2001- OS/CD, o la que la reemplace.*

Adicionalmente se destacan las siguientes obligaciones de las partes:

Obligaciones del Suministrador de Servicios de Transporte:

- *Permitir la conexión y utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso de acuerdo con el marco normativo. La falta de capacidad y/o disponibilidad de medios para el acceso a las redes del Suministrador de Servicios de Transporte, a quien se solicita el acceso, no constituirá impedimento para su otorgamiento. Estas dificultades se pueden solucionar mediante acuerdo entre las partes o por lo dispuesto en el mandato de conexión. (subrayado nuestro).*
- *La disponibilidad de capacidad será determinada según el registro histórico medio en las instalaciones del Suministrador de Servicios de Transporte, al momento de la referida solicitud. El OSINERG establecerá el plazo del referido registro de acuerdo al caso en concreto.*
- *Efectuar las inversiones necesarias para reponer los equipos requeridos en la atención de un servicio de acceso, estas inversiones no tienen carácter reembolsable.*
- *Reembolsar las inversiones realizadas por los Clientes de Suministro Eléctrico en los casos de ampliación de redes, de acuerdo con las modalidades establecidas en el Artículo 84º de la Ley de Concesiones Eléctricas y en la Directiva de Contribuciones Reembolsables.*
- *Permitir a simple solicitud por escrito del Cliente del Servicio de Transporte, los mayores requerimientos en el uso de los servicios de transporte, cuando dichos requerimientos no involucren ninguna ampliación de la capacidad o modificación de la red que es objeto del libre acceso.*

Obligaciones del Cliente de Suministro Eléctrico:

- *A solicitud del Suministrador de Servicios de Transporte, financiar los costos de ampliación de las redes requeridas para incrementar los Servicios de Transporte que solicite, teniendo dicha contribución carácter reembolsable bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84º de la Ley.*
- *Cumplir con las exigencias contenidas en la normativa aplicable respecto a sistemas de adquisición de datos en tiempo real y comunicaciones.*
- *Permitir al Suministrador de Servicios de Transporte y al Suministrador de Energía, el acceso a sus instalaciones, para la instalación y ajuste de los equipos de protección que se requiera para asegurar una prestación segura y eficiente, que minimice el período y número de clientes sin servicio, ante eventos de falla*

Al respecto, de la experiencia en la aplicación de la normativa se puede comentar lo siguiente:

En las definiciones y en las obligaciones establecidas en la Resolución N° 091-2003 OS/CD, no se prevé la condición de acceso entre agentes, esto es entre transportadores, entre transportador – distribuidor, transportador generador.

No hay una relación directa entre el usuario de transporte y el transportador dueño del punto de conexión, la relación se establece entre el suministrador de energía y el dueño del punto de conexión, actuando el suministrador de energía como cliente del servicio de transporte. Es deseable que la relación contractual sea directa entre el transportador dueño del punto de conexión y el usuario de transporte que no necesariamente es un usuario, esto permite desistir de un intermediario que de otra parte no es necesariamente neutral.

Es recomendable que las definiciones de ampliación y refuerzo relevantes en el tema de acceso queden recogidas en las resoluciones sobre el tema.

Se indica que la falta de capacidad y/o disponibilidad de medios para el acceso a las redes del suministrador de servicios de transporte no constituirá impedimento para su otorgamiento. Es probable que el desarrollo de una conexión requiera refuerzos del sistema no asociados directamente al punto de conexión y que el costo de las mismas requiera obras que deban ser remuneradas por el sistema (uso general), por tanto, es recomendable separar el tema de viabilidad del punto de conexión de la viabilidad del sistema, aplicando primero el procedimiento de determinación de la viabilidad del punto de conexión.

Un aspecto adicional es que la forma como se determina la disponibilidad de capacidad no está armonizada con las definiciones del Reglamento de Transmisión, en el cual, como ya se vio, emplea las definiciones de capacidad de conexión y capacidad disponible.

Adicionalmente, se conmina al dueño del punto de conexión a permitir la conexión a simple solicitud por escrito. Sobre el particular, es pertinente considerar que todo requerimiento de conexión debe al menos requerir de un estudio del sistema, por tanto, no puede bastar la simple solicitud.

Complementariamente se sugiere requerir **una garantía** para con el sistema, de tal forma que no se atrape capacidad que no va a ser usada efectivamente.

Las reposiciones que deban hacerse van a cargo del transportador dueño del punto de conexión sin retribución. En este sentido es necesario revisar el fundamento de la reposición, si un equipo debe ser repuesto sin haber sido recuperados sus costos no es económicamente razonable que deba ser repuesto sin contraprestación alguna.

Finalmente, es recomendable que del proceso de acceso siempre se desprenda un contrato de acceso o conexión, en el cual queden asignadas las responsabilidades técnicas y económicas de cada una de las partes (el dueño del punto de conexión, el usuario del servicio de transporte).

3.1.2. Procedimiento Técnico COES N° 20 (PR-20).

La Resolución N° 035-2013-OS/CD del 14 de marzo de 2013 adoptó el PR-20 del COES, este documento contiene todos los procedimientos que se deben surtir frente al COES para acceder a la conexión de una instalación o planta al SEIN.

El PR-20 abarca los siguientes tópicos del proceso de acceso y retiro:

- Responsabilidades

- Criterios de diseño de instalaciones eléctricas
- Requisitos o limitaciones de conexión
- Proceso de gestión del estudio de pre operatividad - EPO
- Proceso de gestión del estudio de operatividad - EO
- Conexión de instalaciones al SEIN
- Operación comercial
- Integración de instalaciones de transmisión
- Conclusión de operación comercial
- Retiro de instalaciones del SEIN
- Disposiciones asociadas al reglamento de transmisión

3.1.2.1. Responsabilidades

En este punto se establecen las responsabilidades de los involucrados en un proceso de conexión:

- COES: es el COES quien “aprueba la conexión”, expide el certificado de inicio o conclusión de operación comercial de una unidad o una central de generación. Igualmente, el COES emite el certificado de integración o retiro de instalaciones de transmisión en el SEIN.
- Los titulares del proyecto a instalarse: en general deben cumplir las normas de diseño, los procedimientos establecidos en el Procedimiento Técnico COES N° 20, incluyendo los costos (incluidos costos operativos) que puedan surgir de la Conexión.
- Los terceros involucrados: revisar el EPO y el EO y emitir comentarios.

Frente al alcance de las funciones del COES se tienen los siguientes comentarios:

Asume la responsabilidad legal de la aprobación, en la medida en que del proceso de conexión no se desprende una relación contractual entre las partes que interactúan directamente en la conexión (titular del proyecto - tercero interesado). No puede perderse de vista que el derecho a ejecutar una de las actividades de la cadena productiva lo otorga una concesión, trámite que lo realizan los agentes con el Ministerio. Por tanto, no se ve plena claridad en el alcance mismo de la aprobación que emite el COES frente al alcance del contrato de concesión de quien se va a conectar y del contrato de concesión del tercero dueño del punto de conexión.

En este orden de ideas puede considerarse que la revisión tanto del EPO como del EO que realiza el COES es estrictamente técnica, y cuyo fin, en términos del acceso, determina la viabilidad de conexión por parte del sistema (sin que en ningún momento se haya verificado la capacidad disponible y la capacidad de conexión como lo establece el Reglamento de Transmisión), y por tanto de tal revisión pueden aparecer requerimientos que generen responsabilidades frente al sistema incluso que conlleven a asignar costos. En consecuencia, resulta pertinente que una vez establecido el EPO, se determine si:

- A raíz de una conexión se debe ajustar el contrato de concesión del dueño del punto de conexión (lo determinará el dueño del punto de conexión, una vez se haya hecho aprobación de la conexión y lo tramitará ante la autoridad

competente).

- Se debe establecer un contrato bilateral entre los agentes que interactúan en una conexión, en el cual las partes que interactúan en la conexión asignan responsabilidades que surjan de la conexión, liberando al COES de esta responsabilidad.

Frente al titular del proyecto no se especifica cuáles son los costos que debe asumir, el procedimiento de validación de los mismos ni los mecanismos para garantizar su cobertura.

Es necesario precisar cuáles son los costos que debe o no asumir quien se conecta al SEIN, específicamente al sistema de transmisión. En particular:

- No debería asumir costos que ya estén siendo remunerados al dueño del punto de conexión vía tarifa.
- Si la conexión implica el desarrollo de activos que van a ser requeridos por todo el sistema, estos deberían ser incluidos en el proceso de planeamiento y su ejecución estar sometida a los respectivos procesos de aprobación del Plan de Transmisión o del Plan de Inversiones, según sea el caso.
- Los costos que no estén siendo remunerados al dueño del punto de conexión y que deban ser asumidos directamente por quien se conecta deben ser identificados en el EPO, y para garantizar la transparencia de los mismos deberían ser desagregados por el dueño del punto de conexión para que en caso de requerirse un proceso de intervención del Osinergmin, se pueda realizar comparaciones.

Finalmente, una vez identificados y valorados los costos debe haber un convenio de conexión que refleje todos los detalles de la conexión en lo referente a los acuerdos de las partes. Incluyendo los cronogramas de ejecución de las actividades por cada una de las partes, y las coberturas que puedan requerirse ante incumplimientos.

Frente al alcance de las funciones del dueño del punto de conexión se tienen los siguientes comentarios:

La participación del dueño del punto de conexión está reglamentada dentro del proceso de certificación que emite el COES, con tratamiento de tercero interesado; sin embargo, el procedimiento de análisis de la viabilidad en el punto de conexión, no desde el punto de vista del sistema, abarcando la disponibilidad de capacidad, la disponibilidad de espacio, la definición y asignación de costos, sino desde el punto de vista local de la conexión, debiera implementarse como una etapa previa a la certificación emitida por el COES.

3.1.2.2. Necesidad de ampliaciones y refuerzos

En el proceso de verificación de la viabilidad de la conexión tanto desde el punto de vista del punto de conexión como del sistema puede surgir la necesidad de realizar ampliaciones o refuerzos, que deban ser pagados exclusivamente por quien solicita acceder al sistema o por el sistema en su conjunto, vía tarifa (peajes y compensaciones).

Refuerzos o ampliaciones de uso exclusivo:

Cuando las ampliaciones o refuerzos van a ser usados exclusivamente por el solicitante al acceso, está previsto legalmente que debe pagar estos costos, estos pueden determinarse en la etapa de viabilidad del punto de conexión y quedar consignado en el contrato de conexión.

En este caso la ejecución de estas ampliaciones podría estar a cargo del accedente o del dueño del punto de conexión y acordar su remuneración sin la intervención del regulador; sin embargo, respetando el derecho de prioridad que pueda tener el dueño del punto de conexión.

De cualquier forma y como ya está establecido se requiere una modificación del contrato de concesión (así lo establece el numeral 7.4 del Artículo 7 del Reglamento de Transmisión), la cual debiera ser tramitada por el dueño del punto de conexión ante la autoridad pertinente.

Refuerzos o ampliaciones de uso general:

Si las ampliaciones o refuerzos implican que las mismas aumentan la capacidad usada por el sistema en su conjunto, probablemente el solicitante al acceso sólo deba asumir parte de los costos de las ampliaciones o inclusive no deba asumir costo alguno, en la medida en que es un crecimiento natural del sistema. La identificación de estos refuerzos probablemente no pueda surgir del análisis de viabilidad local del punto de conexión y por tanto se requiere que se defina como parte de los análisis del sistema que realiza el COES en la viabilidad del sistema. Lo que requiere que la evaluación técnica y económica de estas ampliaciones y refuerzos se incorpore dentro del estudio de planeamiento integral del sistema, siguiendo el procedimiento y los criterios de cualquier proyecto que hace parte del Plan de Transmisión o de los PIT.

La determinación de los costos que debe asumir el accedente se puede definir como la proporción de aquellos que disminuya los costos totales, garantizando que la relación beneficio costo es al menos igual a 1. Esto implica que, si del ejercicio de evaluación económica realizado por el COES en la determinación de los proyectos que conforman el Plan de Transmisión o el Plan de Inversiones, encuentra que un proyecto motivado en una solicitud de acceso, presenta una relación beneficio costo igual o superior a uno, el solicitante no tendría que asumir costo diferente a los peajes. En caso contrario, esto es, si la relación beneficio costo es menor que uno, el accedente debe asumir la diferencia entre uno y el valor de la relación beneficio costo resultante de la evaluación, para lo cual debe establecer la garantía de acceso.

Es deseable que tanto en el proceso de viabilidad en el punto de conexión como del sistema se disponga de información completa para que el concesionario dueño del punto de conexión o saliente, según sea el caso, pierda el poder de mercado que surge de la asimetría de información entre las partes. Si bien la responsabilidad directa de esta información debe estar a cargo del concesionario existente, según el artículo 13 de la Ley 28832 esta función es del COES y está dentro de sus funciones.

3.2. Propuesta de Mejora

A continuación, se enumeran las propuestas de mejora al marco legal en relación con el tema indicado:

1. Incluir en la normatividad la responsabilidad de la determinación de la capacidad de conexión y la capacidad disponible mediante la realización de un ejercicio que considere de forma integral el sistema de transmisión.
2. Se recomienda que el procedimiento de acceso involucre dos etapas:
 - a) La viabilidad de la conexión en el punto de conexión.
 - b) La viabilidad de la conexión en el sistema.
3. Como parte de este enfoque se deben articular las dos etapas, siendo primero la determinación de la viabilidad del punto de conexión y posteriormente la viabilidad del sistema.
 - a) La viabilidad en el punto de conexión se debiera formalizar con el contrato de conexión entre las partes:
 - El transportador dueño del punto de conexión.
 - El usuario del transporte (generadores que se van a conectar o ampliar su capacidad, distribuidores, usuarios libres, otros transportadores).
 - El contrato de conexión determine claramente el punto de conexión, las responsabilidades sobre la operación de las instalaciones de la conexión, la responsabilidad sobre los estudios, el cronograma de ejecución, la capacidad otorgada, una garantía de entrada en operación oportuna, la garantía de uso de la capacidad otorgada.
 - b) La segunda etapa del procedimiento de acceso, estaría dada en el marco de los Procedimientos Técnicos del COES (PR-20, e iniciaría tal como está indicado en la versión actual de dicho procedimiento). Estos procedimientos deben considerar que las conexiones que requieran obras de refuerzo se incluyan en el proceso de planeamiento y sean objeto de la evaluación técnica y económica del sistema, sujeta en uno y otro caso a los procedimientos actualmente adoptados (aprobación del MINEM si es Plan de Transmisión o aprobación del Osinergmin en lo relativo a PIT).
4. Garantía para el acceso: Cuando un agente solicita capacidad de conexión, se debiera establecer una garantía que permita determinar el cumplimiento de las condiciones de la conexión, como lo son la fecha de entrada y el uso de la capacidad requerida (tanto en potencia como en energía).

Esta garantía debe establecerse como una proporción de los peajes que el solicitante pagaría en un término al menos de un año. La garantía podría disponer como beneficiario real al sistema, pero como administrador de la misma al dueño del punto de conexión, para que en el evento que la misma deba hacerse efectiva sea el transportador quien lo solicite y gire estos recursos mensualmente al sistema.

Para que la garantía no resulte innecesariamente onerosa, se recomienda establecerla sobre un porcentaje razonable de la capacidad requerida por el solicitante. En el evento en que no cope la capacidad tendría la opción de pagar la garantía proporcionalmente y ajustar la capacidad asignada. Se debe aclarar que esta garantía no debe ir en detrimento de otras garantías que las partes consideren necesarias.

5. Finalmente, y considerando las respuestas de varios de los agentes que han llenado los cuestionarios y participado de los talleres realizados entre el 18 y el 20 de noviembre de 2015 con la empresa consultora Deloitte por encargo de Osinergmin, concretar el acceso está supeditado a una negociación contractual respecto de la cual no existen lineamientos sobre temas sustanciales como son los de responsabilidad, garantías, reconocimiento de los pagos por mantenimiento, negociación del precio de conexión y por el uso de servicios comunes. En suma, existen muchas dificultades para ponerse de acuerdo, particularmente en los temas de responsabilidad (por ejemplo, por las pérdidas y gastos en que tenga que incurrir el titular de la línea por la mala calidad del servicio de quien requiere la conexión) y de costos que son cruciales para perfeccionar el contrato respectivo, situación que persiste inclusive en el supuesto de que el Osinergmin disponga un Mandato de Conexión.

Sobre el particular, lo recomendable es, en cualquier caso, además de que se establezca los lineamientos que faciliten los aspectos técnicos y legales del libre acceso, que se acepte la posibilidad de que los agentes involucrados puedan recurrir a mecanismos de solución de controversias, tanto en lo técnico como en lo legal, como también en caso necesario a una auditoría.

4. Propuesta de cambio a nivel Reglamentario

Las propuestas elaboradas son de carácter preliminar y toma como base tanto los resultados de los estudios encargados por la Gerencia de Regulación de Tarifas, así como el desarrollo realizado por el servicio de consultoría de “Reforzamiento del sistema de planificación de las redes eléctricas por parte de las empresas de transmisión eléctrica” llevado a cabo por la empresa consultora Deloitte.

Conforme a lo descrito en el presente informe, las propuestas de modificación normativa consideran los siguientes aspectos:

- I) Armonización en la planificación de la transmisión:
 - Establecimiento de la frontera entre las actividades de transmisión y distribución, en función del nivel de tensión (instalaciones mayores a 35 kV pertenecen a las actividades de transmisión).
 - Coordinación entre el COES y Osinergmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversión de los SCT, con la finalidad de que el COES emita la conformidad técnica del proyecto, con anterioridad a la aprobación del citado Plan de Inversiones.
 - Para efectos de la aprobación del Plan de Transmisión, el COES deberá considerar el último Plan de Inversión de los SCT; y los Planes de Expansión propuestos por los Transmisores, al amparo de sus Contratos BOOT.
 - El Plan de Transmisión, debe alcanzar hasta donde inician las instalaciones del concesionario de distribución.
- II) Efectividad en la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversión de los SCT
 - Constitución de garantía de fiel cumplimiento para los casos en que el Distribuidor haya manifestado su interés en ejecutar un proyecto que forma parte del Plan de Inversión de los SCT.

- Procesos de licitación para los casos en que ningún Distribuidor haya manifestado su interés en ejecutar un proyecto que forma parte del Plan de Inversión de los SCT.
- III) Predictibilidad en la remuneración de las instalaciones de transmisión:
- Fijación del Costo Medio Anual conjuntamente con la aprobación del Plan de Inversión de los SCT, el cual será modificado en caso de sobrecostos por cambio de características de los proyectos aprobados; y variación en el presupuesto asignado para los costos de servidumbres y adquisición de terrenos.
- IV) Condiciones para viabilizar la conexión de proyectos a un sistema de transmisión
- Aprobar disposiciones que fijen las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión, referidas a la oportunidad, medios y criterios para determinar la capacidad disponible, capacidad de conexión, y resolver las controversias por costos de acceso.
 - Constitución de garantía de fiel cumplimiento por parte del Agente que ha obtenido la autorización de acceso, con la finalidad de garantizar el cumplimiento de la capacidad reservada para su proyecto, y el plazo establecido para su ejecución. Asimismo, establecer el convenio de conexión que refleje todos los detalles de la conexión en lo referente a los acuerdos de las partes.

A continuación se transcribe el nuevo texto que se propone tenga el artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y los artículos 1, 3, 11, 14, 16 y 17 del Reglamento de Transmisión, habiéndose subrayado lo agregado y tachado lo eliminado, con respecto al texto vigente.

4.1. Propuesta de modificación del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Artículo 1.- Modifíquese el artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por el Decreto Supremo 009-93-EM, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

CALCULO DE COMPENSACIONES

Artículo 139.- Las compensaciones por el uso de las redes de distribución, a que se refiere el Artículo 62 de la Ley, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44 y 62 de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de

Transmisión a que se refiere el Artículo 27 de la Ley N° 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina Compensación.

II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.

III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Artículo 21 de la Ley N° 28832.

IV) El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de las instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128, el pago incluirá, además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.

"V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión de ~~alta o muy alta tensión~~ requeridas ~~que entren en operación comercial dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y para garantizar la atención de la demanda,~~ en condiciones de calidad y seguridad, el cual obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años, hasta un máximo establecido por OSINERGMIN, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de ~~las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda~~ distribución del Área de Demanda respectiva.

~~OSINERGMIN podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.~~

La elaboración de los Planes de Inversiones deberá ser encargada por los concesionarios de distribución a empresas consultoras que cumplan como mínimo con los requisitos que serán establecidos por OSINERGMIN. De considerarlo conveniente, el propio concesionario de distribución podrá elaborar su propuesta.

OSINERGMIN aprueba el Plan de Inversiones, previa verificación técnica del COES, conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES respectivo. En la resolución que aprueba el Plan de Inversiones se identificará los proyectos vinculantes.

El Plan de Inversiones se actualizará y publicará con la misma frecuencia que el Plan de Transmisión.

Para las zonas que no forman parte de una concesión de distribución, tendrán prioridad las propuestas presentadas por los concesionarios de distribución que hayan sido designados como responsables de una determinada Zona de Responsabilidad Técnica.

Las actividades para la ejecución de las instalaciones de transmisión que conforman los proyectos vinculantes deberán iniciarse dentro del período de vigencia del Plan de Inversiones.

~~La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio."~~

La ejecución de los proyectos vinculantes del Plan de Inversiones, aprobado por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio.

VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.

VII) Los Costos de Explotación son los definidos en el Artículo 1 de la Ley N° 28832.

VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.

IX) La Tasa Mensual para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones; así como, para la actualización de los ingresos mensuales de la liquidación anual, se determina aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79 de la LCE. Tratándose de Contratos de Concesión de SCT, se aplicará la Tasa de Actualización establecida en el respectivo contrato, aplicando fórmulas de interés compuesto.

b) Costo Medio Anual:

I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, excepto las instalaciones comprendidas en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM, se fijará por única vez.

Este Costo Medio Anual será igual al ingreso anual por concepto de Peaje e ingreso tarifario y deberá ser actualizado, en cada fijación tarifaria, de acuerdo con las fórmulas de actualización que para tal fin establecerá OSINERGMIN, las mismas que tomarán en cuenta los índices de variación de productos importados, precios al por mayor, precio del cobre y precio del aluminio.

Cuando alguna de estas instalaciones sea retirada de operación definitiva, el Costo Medio Anual se reducirá en un monto proporcional al Costo Medio Anual de la referida instalación respecto del Costo Medio Anual del conjunto de instalaciones que pertenecen a un determinado titular de transmisión. Este monto será determinado según el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

II) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión no comprendidas en el numeral anterior, estará conformado por la anualidad de la inversión para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización a que se refiere el Artículo 79 de la Ley, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento según lo especificado en el numeral VI) siguiente. Tratándose de Contratos de Concesión de SCT, el Costo Medio Anual comprende los costos de operación y mantenimiento, el monto que resulte de la liquidación anual de acuerdo al literal f) siguiente, así como, la anualidad de la inversión calculada aplicando la Tasa de Actualización y el período de recuperación establecidos en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la licitación.

III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, deberá incluir

el Costo Medio Anual del Sistema Secundario de Transmisión a que se refiere el numeral I) de este literal, así como el Costo Medio Anual de las instalaciones existentes en dicha oportunidad provenientes del Plan de Inversiones aprobado por OSINERGHMIN y/o Contratos de Concesión de SCT.

IV) La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II anterior y que no están comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado.

En caso el titular del proyecto ejecute costos diferentes a los previstos preliminarmente por servidumbre y adquisición de terrenos, para la totalidad del proyecto, la variación será incluida en el Costo Medio Anual definitivo, previo cumplimiento de los plazos y condiciones establecidas por OSINERGHMIN en el Procedimiento respectivo, el cual considerará, el principio de eficiencia recogido en los artículos 8° y 42° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

V) Para este propósito, OSINERGHMIN establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda.

VI) El costo anual estándar de operación y mantenimiento de instalaciones no comprendidas en Contratos de Concesión SCT, será equivalente a un porcentaje del Costo de Inversión que será determinado y aprobado por OSINERGHMIN cada seis (06) años.

VII) En el caso de los Sistemas Complementarios de Transmisión, excepto aquellos a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832, OSINERGHMIN evaluará la necesidad de mantener en uso la correspondiente instalación de transmisión con una anticipación de dos (02) años previos a la finalización del periodo de recuperación a que se refiere el numeral II) anterior. De ser necesario, se establecerá el nuevo plazo de operación. Asimismo, el Costo Medio Anual reconocerá únicamente los Costos de Explotación. En caso de tratarse de instalaciones comprendidas en Contratos de Concesión de SCT se aplicará lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión.

c) Configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar

I) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, el costo de inversión se calculará de acuerdo con la configuración del sistema definido en el referido Plan de Transmisión.

II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832 y de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente Artículo, el costo de inversión tendrá en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado.

III) Para el caso de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, el Sistema Eléctrico a Remunerar corresponde a la configuración del sistema eléctrico establecido en el correspondiente Contrato.

IV) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere los numerales I), II) y III) precedentes, el costo de

inversión se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente.

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión de los proyectos vinculantes del Plan de Inversiones se fijará preliminarmente en cada proceso regulatorio, con los costos estándares vigentes a la aprobación del Plan de Inversiones.

II) El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo se establecerá de forma definitiva ~~con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada puesta~~ en operación comercial, el cual incorporará dentro de su cálculo, respecto del valor fijado de forma preliminar, únicamente la diferencia correspondiente a los costos por servidumbre y terrenos a los que hace referencia el numeral IV) del literal b) del presente artículo, y en caso se presente, la diferencia a que se refiere los numerales II.3 y II.4 del literal f) del presente artículo. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes.

III) La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro años según se establece en el literal i) siguiente. En el caso de instalaciones correspondientes al Plan de Inversiones que no hayan entrado en operación comercial a la fecha de dicha fijación, serán consideradas en la próxima Liquidación Anual de Ingresos que se efectúa posterior a la puesta en operación comercial de tales instalaciones.

IV) El cálculo de la Liquidación Anual y el correspondiente reajuste de Peajes se realizará cada año según se establece en el numeral VII) del literal i) siguiente.

V) El Costo Medio Anual de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. El reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe el OSINERGMIN, de manera que el titular recupere el Costo Medio Anual.

VI) ~~En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:~~

~~VI.1) Aprobación Etapas posteriores a la aprobación del Plan de Inversiones~~

~~VI.1) Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio, con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3 del Reglamento de Transmisión.~~

~~Dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo anterior, el Ministerio se pronunciará sobre lo solicitado y, de ser el caso, identificará los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances del Plan de Inversiones.~~

~~En los plazos y formatos que establezca el Ministerio, los concesionarios presentarán al Ministerio el expediente técnico de cada uno de los proyectos identificados conforme al párrafo anterior. El expediente técnico debe contener,~~

como mínimo, los estudios de ingeniería, el presupuesto referencial, los planos de rutas de las líneas y la ubicación de subestaciones.

Dentro del plazo de treinta (30) días calendarios contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios de distribución que manifiesten su interés de realizar las obras vinculantes incluidas en el PIT, constituirán garantía bancaria a favor del Osinergmin, por un monto equivalente al diez por ciento (10%) del presupuesto estimado de los proyectos vinculantes que ejecutará, la cual garantizará la fecha de entrada en operación del proyecto, y que la construcción cumpla con los requisitos técnicos mínimos establecidos en la normatividad peruana.

Adicionalmente, deberá presentarse un cronograma de ejecución de actividades que contenga los hitos relevantes de las obras. La fecha de cumplimiento de los hitos relevantes del proyecto podrá ser modificada, en los siguientes supuestos: i) En caso el retraso sea producido por casos de fuerza mayor, debidamente calificados por OSINERGMIN; y, ii) por una única vez, en los casos que el retraso sea generado por hechos que son de control del titular del proyecto.

Dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el anteriormente, OSINERGMIN comunicará al Ministerio, los proyectos vinculantes que su Comité de Inversión deberá licitar, con la indicación de si el concesionario de distribución manifestó su interés de operar y mantener dichas instalaciones.

OSINERGMIN adjuntará los Anteproyectos correspondientes, los cuales deben ser preparados por los concesionarios de distribución, en los plazos y formatos que establezca Osinergmin.

El Ministerio tendrá a su cargo la convocatoria, difusión y conducción del proceso de Licitación, adjudicación y firma del Contrato de Concesión de SCT. Sin perjuicio de lo expuesto, OSINERGMIN designará una Comisión encargada de coadyuvar al citado Comité de Inversiones, durante todas las etapas del proceso de licitación pública, hasta la firma del correspondiente Contrato de Concesión SCT.

Las Bases de licitación deberán contener como mínimo:

a) Especificaciones técnicas que definan las características, alcances y etapas del proyecto, elaboradas sobre la base del Anteproyecto, así como, las garantías a constituir por el ganador de la buena pro.

b) El esquema de remuneración, incluido el periodo de recuperación de la inversión, que debe contar con la opinión previa favorable de OSINERGMIN.

c) El monto referencial de la licitación, a propuesta de OSINERGMIN.

d) Proforma de Contrato, que debe incluir, cuanto menos, la descripción del sistema de remuneración, las penalidades por incumplimiento de los plazos y causales de resolución del contrato. Los aspectos regulatorios, deberán contar con la opinión favorable de OSINERGMIN como requisito previo a la aprobación de las Bases de licitación del SCT.

e) Condiciones de la oferta económica, entre las cuales debe especificarse que los montos ofertados deben estar expresados a la fecha de entrada en operación comercial.

f) El procedimiento del concurso que incluya, entre otros, el cronograma; los requisitos técnicos y financieros de los postores y operadores; las directivas sobre la presentación de propuestas, evaluación y otorgamiento de buena pro; las indicaciones sobre las garantías de fiel cumplimiento del Contrato de Concesión del SCT y de seriedad de oferta; así como las indicaciones sobre consultas y acceso a la información.

g) Obligación del adjudicatario de suscribir un contrato para la operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, en caso el concesionario de distribución de la respectiva Área de Demanda, haya manifestado su interés de prestar dichos servicios. En estos casos, la remuneración del Distribuidor será equivalente a un porcentaje del Costo de Inversión que será determinado por OSINERGMIN en el proceso de licitación.

h) Obligación del adjudicatario de reembolsar a favor del concesionario de distribución, los gastos efectivamente realizados y directamente vinculados en la elaboración del Anteproyecto.

VI.2) Aprobación de los Peajes conforme al literal i) del presente artículo, sin considerar los costos de las instalaciones a que se refiere el párrafo precedente. Los Peajes aprobados se reajustarán posteriormente a fin de reconocer los costos de estas instalaciones, conforme al procedimiento referido en el numeral V) anterior.

~~VII) En la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones vigente, el respectivo titular podrá solicitar a OSINERGMIN la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado. OSINERGMIN deberá emitir pronunciamiento, sustentado técnica y económicamente, en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles de presentada la solicitud de modificación. De aprobarse la modificación del Plan de Inversiones, las modificaciones a las tarifas y compensaciones correspondientes se efectuarán en la Liquidación Anual de Ingresos siguiente a la fecha de puesta en operación comercial de cada instalación que conforma dicha modificación del Plan de Inversiones.~~

~~OSINERGMIN establecerá la oportunidad, los criterios y procedimientos para la presentación y aprobación de las modificaciones al Plan de Inversiones, las cuales deben seguir los mismos principios que los aplicados en la formulación del Plan de Inversiones.~~

VII) Durante el proceso de actualización del Plan de Inversiones, a solicitud del concesionario de distribución, Osinergmin podrá evaluar la pertinencia de retirar un proyecto vinculante del Plan de Inversiones, siempre que no se afecte la calidad y confiabilidad del suministro de los Usuarios. De ser el caso, Osinergmin requerirá la opinión del COES.

Las instalaciones no incluidas en el Plan de Inversiones aprobado, no serán consideradas para efectos de la fijación del Costo Medio Anual, las tarifas y compensaciones de transmisión.

e) Responsabilidad de Pago

I) A los titulares de generación que utilicen de manera exclusiva instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se les asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

II) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. El pago de las instalaciones correspondientes ~~a un Contrato de Concesión de SCT al Plan de Inversiones del SCT~~, se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN.

~~V) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión diferentes de aquellas a que se refieren el numeral IV) precedente y el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.~~

V) La asignación de la responsabilidad de pago entre la demanda y la generación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión a que se refieren ~~los numerales IV) y V) precedentes~~ el numeral IV), se determinará por única vez.

VI) La distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se revisará en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, de acuerdo con el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

VII) Para el uso por parte de terceros de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, OSINERGMIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho Sistema Secundario de Transmisión, según el procedimiento aprobado por OSINERGMIN. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente.

f) Liquidación Anual

I) Para las instalaciones que son remuneradas por la demanda se deberán

incorporar, mediante liquidaciones anuales, las diferencias entre los Ingresos Esperados Anuales para el año anterior y lo que correspondió facturar en dicho período.

II) Para las instalaciones del Plan de Inversiones que no han sido objeto de un Contrato de Concesión del SCT, la liquidación anual de ingresos deberá considerar, además, un monto que refleje

II).1 La parte del Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión previstas en el Plan de Inversiones vigente ~~y las comprendidas en los Contratos de Concesión de SCT~~, que hayan entrado en operación comercial dentro del periodo anual a liquidar, aplicando la Tasa Mensual a la que se refiere el numeral IX) del literal a) anterior.

II).2 Los retiros de operación definitiva de instalaciones de transmisión.

II).3 La diferencia entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio. Cuando las diferencias impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los titulares y aprobadas por OSINERGMIN.

~~II).4 La diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del Costo Medio Anual (numeral I, del literal d) precedente) y los costos estándares vigentes en el periodo de liquidación. Este criterio se debe aplicar por una sola vez a cada proyecto, en la liquidación inmediata posterior a su entrada en operación~~

II).4 Para estos efectos, la valorización de esta diferencia se determinará con los costos estándares vigentes a la aprobación del Plan de Inversiones. La valorización mencionada no podrá ser mayor al 15% del monto de los costos de inversión aprobados en el Plan de Inversiones. El referido porcentaje no comprende la diferencia correspondiente a los costos por servidumbre y terrenos a que se refiere el numeral IV) del literal b) del presente artículo.

Este porcentaje sólo podrá ser modificado por OSINERGMIN, previo estudio que encargue a consultores especializados. Este criterio se debe aplicar por una sola vez a cada proyecto, en la liquidación inmediata posterior a su entrada en operación.

III) Para efectos de la liquidación anual, los ingresos mensuales se capitalizarán con la Tasa Mensual.

IV) El procedimiento de detalle será establecido por OSINERGMIN.

g) Peajes por Terceros

Los cargos que corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por OSINERGMIN a solicitud de los interesados.

h) Determinación de Compensaciones

Las Compensaciones que corresponde pagar a los generadores conforme al literal e) del presente Artículo, se calcularán a partir del Costo Medio Anual aplicando la Tasa Mensual.

i) Determinación de Peajes

I) Las instalaciones de transmisión asignadas a la demanda, se agruparán por áreas a ser definidas por OSINERGMIN.

II) Para cada área se determinará un Peaje único por cada nivel de tensión.

III) Para instalaciones de transmisión comprendidas en la red de muy alta tensión que defina el OSINERGMIN, el cálculo de los Peajes deberá tomar en cuenta los ingresos tarifarios originados por los factores nodales de energía y factores de pérdidas marginales de potencia.

IV) El Peaje, expresado en ctm S./kWh, que será pagado por los usuarios de una determinada área, será calculado como el cociente del valor actualizado del Costo Medio Anual y de la demanda de cada área para un periodo no menor de cuatro (04) años que será determinado por OSINERGMIN. El flujo esperado de ingresos del titular de transmisión deberá permitir recuperar la inversión en un periodo de hasta treinta (30) años.

V) El precio en las barras del Sistema Secundario de Transmisión o del Sistema Complementario de Transmisión, incluirá el Peaje correspondiente.

VI) Para la expansión de Precios en Barra en los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión no comprendidas en el numeral III) anterior, se utilizarán factores de pérdidas medias.

VII) Los Peajes se reajustarán anualmente para incluir los efectos de la liquidación anual a que se refiere el literal f) anterior.

El OSINERGMIN elaborará y aprobará todos los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

4.2. Propuesta de modificación del Reglamento de Transmisión

Artículo 1.- Modifíquese los artículos 1, 3, 11, 14, 16 y 17 del Reglamento de Transmisión aprobado por el Decreto Supremo 027-2007-EM, los cuales quedarán redactado de la siguiente manera:

“Artículo 1°.- Definiciones y siglas

Todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiecen con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación o los que se definen en el Artículo 1º de la Ley.

1.1 Anteproyecto.- Documento que describe las características generales y alcances del proyecto, elaborado a nivel de estudio de ingeniería preliminar.

Incluye entre otros: Memoria descriptiva del proyecto, diagramas unifilares, especificaciones técnicas básicas, capacidad de la instalación, rutas probables y/o ubicación referencial de las instalaciones, presupuesto estimado y plazo máximo de puesta en operación comercial.

1.2 Capacidad Comprometida.- Es la capacidad contratada ~~por los usuarios existentes de una instalación de transmisión~~ entre el titular de las instalaciones de transmisión, y los usuarios existentes de las referidas instalaciones en un momento dado.

1.3 Capacidad de Conexión.- Es el límite máximo de capacidad para inyectar o retirar energía en un determinado nodo del Sistema de Transmisión, respetando las limitaciones constructivas, de calidad y de seguridad de operación del sistema en un momento dado. ~~La información sobre estos límites se mantendrá permanentemente actualizada en el portal de Internet de OSINERGMIN será determinada por OSINERGMIN sobre la base de la documentación técnica remitida por el COES. El valor determinado se mantendrá permanentemente actualizado en el portal de Internet de OSINERGMIN.~~

1.4 Capacidad Disponible.- Es la diferencia entre la Capacidad Efectiva de Transporte y la Capacidad Comprometida de una instalación del Sistema de Transmisión. ~~Esta información se mantendrá permanentemente actualizada en el portal de Internet de OSINERGMIN será determinada por OSINERGMIN sobre la base de la documentación contractual y técnica remitida por el titular de las instalaciones. El valor determinado se mantendrá permanentemente actualizado en el portal de Internet de OSINERGMIN.~~

1.5 Capacidad Efectiva de Transporte.- Es la capacidad de transporte de una determinada instalación del Sistema de Transmisión, considerando las restricciones constructivas, operativas, de calidad y de seguridad de operación del sistema en un

momento dado. Esta información será determinada por OSINERGMIN sobre la base de la documentación técnica remitida por el COES.

1.6 Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica (Concesión Definitiva).- Derecho otorgado por el Ministerio para el desarrollo de la actividad de transmisión de energía eléctrica por plazo indefinido, al amparo del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

1.7 Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica (Contrato de Concesión Definitiva).- Es el contrato de concesión celebrado al amparo del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, para el desarrollo de la actividad de transmisión de energía eléctrica, de acuerdo con lo previsto en el artículo 3°, inciso b), de la citada Ley.

1.8. Contrato de Concesión de SGT.- Contrato suscrito entre el Estado Peruano, representado por el Ministerio, y el o los ganadores de una licitación o el concesionario que ejecute una instalación de Refuerzo. Este contrato establece el compromiso de construcción, propiedad, operación, régimen tarifario y devolución al Estado al término del Contrato, según sea aplicable a cada caso en particular. También son Contratos de Concesión de SGT los que se suscriben para explotar las instalaciones que se licitan de acuerdo con lo dispuesto en el literal d), del numeral 22.2, del Artículo 22 de la Ley.

1.8.A Contrato de Concesión de SCT.- Contrato suscrito entre el Estado Peruano, representado por el Ministerio y el ganador de una licitación de un Sistema Complementario de Transmisión conforme el numeral 3.6 del Artículo 3° del presente Reglamento. Este contrato establece el compromiso de construcción, propiedad, operación, régimen tarifario y devolución al Estado al término del Contrato, según sea aplicable a cada caso en particular, así como el plazo del contrato, el periodo de recuperación y la Tasa de Actualización, la cual corresponderá a valor establecido en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas vigente a la fecha de la convocatoria a la licitación. También son Contratos de Concesión de SCT los que se suscriban para explotar las instalaciones que eventualmente se liciten al vencimiento del Contrato conforme el numeral 3.7 del Artículo 3° del presente Reglamento.

1.9 Dirección General de Electricidad (Dirección).- Órgano de Línea del Ministerio de Energía y Minas, responsable de revisar el Plan de Transmisión, darle conformidad, así como conducir el proceso de licitación de las instalaciones del SGT.

1.10 Estudio de Pre Operatividad.- Estudio que determina y evalúa el impacto de una nueva instalación en la operación del SEIN, en la capacidad del Sistema de Transmisión, así como en la fiabilidad y calidad de las operaciones. El horizonte de análisis es determinado por el COES en relación con la magnitud de la nueva instalación.

1.11 Ley.- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

1.12 Mandato de Conexión.- Resolución emitida por OSINERGMIN que ordena la conexión a un Sistema de Transmisión.

1.13 Ministerio.- Ministerio de Energía y Minas.

1.14 OSINERGMIN.- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

1.15 Período de Vigencia del Plan de Transmisión.- Período de dos (02) años, que se inicia el 01 de enero del año siguiente al de la aprobación del Plan de Transmisión.

1.16 Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión (Proyectos Vinculantes).- Corresponde a los proyectos nuevos y Refuerzos incluidos en el Plan de Transmisión, cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del Período de Vigencia del Plan de Transmisión. Se incluye las instalaciones a las que se refiere el literal d) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley.

1.17 SCT.- Sistema Complementario de Transmisión.

1.18 SGT.- Sistema Garantizado de Transmisión.

1.19 Sistema de Transmisión.- Son las instalaciones de alta o muy alta tensión que permiten el intercambio de energía eléctrica, incluyen las líneas de transmisión y otras instalaciones tales como subestaciones de transformación, centros de control, instalaciones de compensación reactiva, elementos de regulación de tensión y transferencia de potencia activa y otras instalaciones asociadas.

1.20 Convenio de Conexión.- Acuerdo que establece las relaciones técnicas, jurídicas, administrativas y económicas entre el titular de las instalaciones de transmisión existentes, y el titular del proyecto eléctrico que requiere acceder e interconectarse a las referidas instalaciones”

“Artículo 3°.- Instalaciones que conforman el Sistema Complementario de Transmisión.

Forman parte del SCT:

3.1 Todas aquellas instalaciones del Plan de Transmisión que son construidas por iniciativa propia de los Agentes.

3.2 Las instalaciones del Sistema de Transmisión a que se refiere el literal c), numeral 27.2 del artículo 27° de la Ley.

3.3 Las instalaciones de transmisión construidas por iniciativa de los Distribuidores, que no se encuentran incluidas en los alcances del Plan de Transmisión.

3.4 Toda otra instalación no incluida en el Plan de Transmisión.

3.5 En todos los casos es necesario que se suscriba el correspondiente Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica, excepto cuando se trate de Distribuidores para instalaciones de transmisión dentro de su zona de concesión de distribución.

3.6 Conforme al Decreto Legislativo N° ~~1012~~ 1224, el Ministerio ~~o PROINVERSION~~ ~~podrá conducir~~ conducirá los procesos de licitación para la ejecución y operación de

~~las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, que sean de uso exclusivo de la demanda, que no estén comprendidos el Plan de Transmisión ni en los numerales 3.1, 3.2 y 3.3 anteriores y que hayan sido priorizados por el Ministerio, tomando como referencia, entre otros, los estudios elaborados para el Plan de Inversiones o el Plan de Transmisión. Se deberá contar con opinión previa del OSINERGMIN y COES sobre la necesidad de estas instalaciones para el caso previsto en el inciso VI.1) del literal d) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.~~

“Artículo 11°.- Utilización y acceso al Sistema de Transmisión

11.1 Los interesados que requieran utilizar instalaciones del SCT a que se refiere el literal c), numeral 27.2 del artículo 27° de la Ley, deberán acordar las condiciones de acceso con el titular de las instalaciones involucradas, hasta el límite de la Capacidad Disponible de dichas instalaciones.

11.2 Los interesados que requieran utilizar instalaciones del Sistema de Transmisión no comprendidas en el numeral precedente, tendrán libre acceso en tanto no se supere el límite de la Capacidad de Conexión correspondiente.

11.3 Si habiendo Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión, según sea el caso de los numerales 11.1 y 11.2, respectivamente, el titular de la instalación se negara a otorgar el acceso a sus instalaciones, OSINERGMIN emitirá el correspondiente Mandato de Conexión, inclusive en el caso que el titular de la instalación de transmisión opere sus instalaciones al amparo de lo dispuesto en el artículo 7° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

11.4 Cualquier Agente tiene el derecho de efectuar las ampliaciones que se necesiten para incrementar la Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión, según sea el caso de los numerales 11.1 y 11.2, respectivamente.

11.5 No constituirá requisito para efectuar la conexión u otorgar el respectivo Mandato de Conexión, la fijación previa de la remuneración por parte de OSINERGMIN. Una vez fijada la remuneración por OSINERGMIN, ésta se aplicará desde la fecha efectiva de conexión, aplicando los intereses compensatorios a que hubiere lugar, de acuerdo con el artículo 176° del Reglamento de la LCE.

11.6 El COES elaborará un procedimiento de Conexión, a ser aprobado por OSINERGMIN, en el cual se establecerá, entre otros:

- a) Los requerimientos generales para la conexión y desconexión de instalaciones al SEIN.
- b) Los estándares de desempeño del equipamiento y las obligaciones de los Agentes.
- c) Las obligaciones de los Agentes de probar y monitorear sus equipamientos, para asegurar que cumplen con los estándares de fiabilidad requeridos.
- d) Requisitos de diseño para la construcción y modificación de instalaciones de conexión a la red.
- e) Requisitos de operación y mantenimiento.
- f) Acopio y uso de la información relacionada con la conexión.
- g) Tratándose de Clientes Libres, el procedimiento de Conexión establecerá las condiciones de desconexión de las cargas que excedan su potencia contratada o que pongan en riesgo la seguridad del Sistema.

11.7 Una vez otorgado el acceso e interconexión del tercero interesado, o el OSINERGMIN haya emitido un Mandato de Conexión, el interesado deberá constituir garantía a nombre del titular de las instalaciones existentes.

11.8 OSINERGMIN definirá en el Procedimiento correspondiente, el cálculo del monto de la garantía, su mecanismo, periodicidad, condiciones y términos de constitución, condiciones de realización y destino de los fondos, entre otros aspectos de detalle.

11.9 Los titulares de instalaciones de transmisión remitirán a OSINERGMIN, la información técnica y contractual vinculada a la Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión de sus instalaciones, según sea el caso, en la oportunidad y condiciones establecidas en el procedimiento que para estos efectos apruebe OSINERGMIN”

“Artículo 11-A.- Aspectos generales de los Convenios de Conexión

11-A.1 El Convenio de Conexión será suscrito luego de que el titular de la instalación de transmisión existente haya otorgado la conformidad para la conexión, u OSINERGMIN haya emitido el Mandato de Conexión correspondiente.

11-A-2 El Convenio de Conexión tiene carácter público y será remitido por el tercero que se conectará a las instalaciones de transmisión existentes, al COES y OSINERGMIN, dentro de un plazo no mayor de quince (15) días de haber sido suscrito. OSINERGMIN aprobará en el procedimiento correspondiente las obligaciones y derechos que deberán incluirse como mínimo en el Convenio de Conexión.”

“Artículo 14°.- Alcance del Plan de Transmisión

El Plan de Transmisión incluye:

14.1 Todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a los Usuarios y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación y Generadores; y hasta donde inician las instalaciones de los concesionarios de distribución.

14.2 Las instalaciones en Alta o Muy Alta Tensión que permitan la conexión del SEIN con los Sistemas Eléctricos de países vecinos o la integración de Sistemas Aislados al SEIN.

14.3 Cualquier instalación que a criterio del COES resulte de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN”

“Artículo 16°.- Informe de Diagnóstico del SEIN

16.1 Antes del 28 de febrero de cada año en que entra en vigencia el Plan de Transmisión, el COES remitirá al Ministerio y a OSINERGMIN un Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN y, en la misma oportunidad, lo publicará en su portal de Internet.

16.2 El Informe de Diagnóstico deberá contener, como mínimo, lo siguiente:

a) Las restricciones y otras condiciones operativas de las centrales de generación que se encuentran en servicio, el avance en la construcción de nuevas instalaciones de

generación y los planes de expansión de la generación, cuya puesta en servicio se prevé dentro del horizonte que establezca el Ministerio.

b) Los problemas de congestión, de restricciones en la capacidad de transmisión, de regulación de tensión, necesidades de compensación reactiva y otras condiciones operativas de las instalaciones de transmisión que se encuentran en servicio y el avance en la construcción de nuevas instalaciones de transmisión para el horizonte que establezca el Ministerio.

c) La proyección de la demanda, que incluya los incrementos de cargas especiales conforme sea informada por los Agentes para el horizonte que establezca el Ministerio.

d) los Planes de Inversión de los SCT y los Planes Expansión de los Sistemas de Transmisión correspondientes a las concesiones otorgadas al amparo de las normas de promoción de la inversión privada, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.”

“Artículo 17°.- Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión

17.1 Antes del 30 de junio de cada año en que entra en vigencia el Plan de Transmisión, los Agentes e interesados presentarán al COES sus propuestas de solución a los problemas identificados por el COES en el último Informe de Diagnóstico, o cualquier otro problema que el COES no haya identificado.

17.2 A más tardar el 1 de junio del año siguiente al que entra en vigencia el Plan de Transmisión, el COES presentará al Ministerio y a OSINERGMIN la propuesta de actualización del Plan de Transmisión, con los informes y cálculos de sustento, elaborado siguiendo el procedimiento especificado en el artículo 19°. En caso que el COES no presente oportunamente la propuesta, el Ministerio, con base en las políticas y criterios establecidos, elaborará y aprobará el Plan de Transmisión según el procedimiento establecido en el numeral 17.6 del artículo 17°. En este caso, el Ministerio dictará las disposiciones que sean necesarias para tal fin.

17.3 OSINERGMIN, en un plazo de treinta (30) días hábiles de recibida la propuesta, verificará el cumplimiento de las políticas y criterios establecidos por el Ministerio para la elaboración y actualización del Plan de Transmisión y remitirá al Ministerio, de ser el caso, su opinión favorable. En caso de existir observaciones, devolverá la propuesta al COES, con sus observaciones debidamente fundamentadas, con conocimiento del Ministerio. El OSINERGMIN publicará en su portal de Internet las observaciones que haya formulado.

17.4 El COES dispondrá de un plazo de cuarenta (40) días hábiles para subsanar debidamente las observaciones formuladas por OSINERGMIN y remitir su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a OSINERGMIN, con los informes y cálculos de sustento. En un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde la recepción de la propuesta definitiva que presente el COES, OSINERGMIN remitirá al Ministerio su opinión sustentada sobre dicha propuesta.

17.5 Recibida la opinión de OSINERGMIN, el Ministerio, a más tardar el 31 de diciembre, publicará la Resolución Ministerial que aprueba el Plan de Transmisión. Así mismo, publicará en su portal de Internet los informes y cálculos de sustento del Plan de Transmisión aprobado. Adicionalmente, publicará un resumen del referido Plan de Transmisión en el diario oficial El Peruano.

17.6 El Ministerio podrá efectuar modificaciones a la propuesta definitiva del Plan de Transmisión, para lo cual deberá seguir el siguiente procedimiento:

- a) Deberá publicar en su portal de Internet la propuesta de modificación debidamente sustentada y poner a disposición de los interesados la información técnica y económica correspondiente.
- b) Dentro del plazo de diez (10) días hábiles a partir de la publicación a que se refiere el literal anterior, los interesados podrán remitir sus comentarios y observaciones.
- c) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes, deberá realizar una audiencia pública en Lima y transmitirla simultáneamente por medios virtuales o por videoconferencia en las sedes de las Direcciones Regionales de Energía y Minas que tengan interés en participar, en la cual sustentará dichas modificaciones y responderá las observaciones recibidas por parte de los interesados, así como las que presenten los asistentes a la audiencia pública. La respuesta a las observaciones podrá ser efectuada vía correo electrónico por intermedio de las Direcciones Regionales de Energía y Minas correspondientes, dentro de los cinco (05) días hábiles de realizada la audiencia pública. Dentro del mismo plazo, la respuesta a las observaciones será publicada en el portal de Internet del Ministerio.

17.7 El Plan de Transmisión deberá incorporar en su análisis los Planes de Inversión de los SCT y el los Planes Expansión de los Sistemas de Transmisión correspondientes a las concesiones otorgadas al amparo de las normas de promoción de la inversión privada, con el fin de lo la optimización conjunta técnica y económica del sistema.”

5. Próximos pasos

La presente propuesta debe ser puesta en conocimiento de los agentes (empresas transmisoras y distribuidoras), así como del público en general, con la finalidad que sea discutida, otorgando un plazo para recibir las respectivas opiniones y sugerencias, para lo cual será publicado en la página Web institucional (www.osinergmin.gob.pe). En este caso, se realizó el taller de presentación de la propuesta a los agentes el miércoles 30 de marzo de 2016, y se estima que hasta el 18 de abril de 2016 recibir las opiniones y sugerencias de los mismos

Estas opiniones y sugerencias de los agentes serán analizadas por la consultoría encargada del servicio “Reforzamiento del sistema de planificación de las redes eléctricas por parte de las empresas de transmisión eléctrica” llevada a cabo en el marco de PROSEMER, antes de ser remitida al Ministerio de Energía y Minas.



Firmado por: BUENALAYA
CANGALAYA Severo
(FAU20376082114)
Oficina: GRT - San Borja
Cargo: Gerente de la División
de Generación y Transmisión
(e)
Fecha: 2016.04.01 18:28:29

rqe/lchb/jjsf/nlm