

Lunes, 21 de septiembre de 2019

Señores

Comisión Multisectorial de Reforma del Subsector Electricidad – CRSE

Avenida De Las Artes Sur N° 260

San Borja. -

Atención	:	Sra. Patricia Elliot Blas Presidente
Asunto	:	Comentarios al trabajo y objetivos a corto plazo de la CRSE

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a ustedes a fin de alcanzarles un comentario general sobre la CRSE, así como comentarios concretos sobre los temas 4 y 7 identificados por la mencionada Comisión (actualización de la tasa de descuento del artículo 79° de la LCE y esquemas para la mejora en la implementación de nueva infraestructura de transmisión, respectivamente), de acuerdo con lo señalado en la presentación efectuada con fecha 19 de agosto de 2019.

Sin perjuicio de lo anterior, nos reservamos el derecho de ampliar nuestros comentarios y/o presentar comentarios a otros temas de trabajo que estimemos relevantes.

1. COMENTARIO GENERAL

Respetuosamente y con el objeto de otorgar legitimidad a las decisiones que pueda adoptar la CRSE en cumplimiento de sus funciones, les solicitamos que como parte de los trabajos que vienen desarrollando se permita una mayor participación de las empresas eléctricas involucradas.

A este respecto, la transparencia, acceso a la información y participación ciudadana en la toma de decisiones públicas constituyen pilares fundamentales de todo estado democrático, los mismos que han sido reconocidos tanto en la Constitución como en una serie de normas legales y reglamentarias, entre ellas las siguientes:

- La Ley 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, cuyo Título Preliminar, artículo IV, regula expresamente el principio de participación y transparencia, a partir del

cual “Las personas tienen derecho a vigilar y participar en la gestión del Poder Ejecutivo, conforme a los procedimientos establecidos por la ley. Para ello, las entidades del Poder Ejecutivo actúan de manera que las personas tengan acceso a información, conforme a ley.” (Énfasis agregado).

- El TUO de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, cuyo artículo 1°, numeral 1.12, indica que en virtud del principio de participación “Las entidades deben brindar las condiciones necesarias a todos los administrados para acceder a la información que administren (...) y extender las posibilidades de participación de los administrados y de sus representantes, en aquellas decisiones públicas que les puedan afectar (...)” (Énfasis agregado).
- La Ley N° 27658, Ley Marco de Modernización de la Gestión del Estado, cuyo artículo 4° indica que tiene como objetivo alcanzar un Estado, que, entre otros, esté al servicio de la ciudadanía, cuente con canales efectivos de participación ciudadana y sea transparente en su gestión. En este sentido, el artículo 8° de la referida Ley indica que “El Estado debe promover y establecer los mecanismos para lograr una adecuada democracia participativa de los ciudadanos, a través de mecanismos directos e indirectos de participación.” (Énfasis agregado).

Por su parte, el artículo 7° del Reglamento de la citada Ley, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 123-2018-PCM, indica que el gobierno abierto “Se basa en los pilares de transparencia y acceso a la información, participación ciudadana, rendición de cuentas y colaboración e innovación, buscando incluir a la ciudadanía en el proceso de toma de decisiones de la administración pública, la formulación e implementación de políticas públicas y la mejora de la calidad de la provisión de bienes, servicios y regulaciones, para fortalecer la democracia, legitimidad de la acción pública y el bienestar colectivo.” (Énfasis agregado)

- El Reglamento aplicable a la Ley N° 26889, Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 008-2006-JUS, cuyo artículo 10° dispone que, para proyectos de Decreto Supremos y Decretos Legislativos, las respectivas exposiciones de motivos deberán hacer referencia expresa a “(...) la realización de audiencias públicas organizadas con la finalidad de garantizar la efectiva participación de los interesados u otros niveles de Gobierno para manifestar su opinión.”
- El Decreto Legislativo N° 1448, cuyo artículo 5° indica expresamente que uno de los instrumentos para la mejora de la calidad regulatoria son las consultas, a través de sus distintas modalidades. Al respecto, la Exposición de Motivos de la norma bajo comentario indica que “respecto a la consulta como instrumento de calidad regulatoria cabe señalar que esta comprende las modalidades reconocidas por la práctica internacional (...): solicitudes de información, prepublicación de propuestas normativas para comentarios, consulta a grupos de expertos, focus group, encuestas, audiencias, entre otras.”

Asimismo, resulta sumamente relevante el análisis y recomendaciones efectuadas al Estado peruano por parte de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), recogidas en el documento denominado “Estudios de la OCDE sobre Gobernanza Pública – Perú, gobernanza integrada para un crecimiento inclusivo”.

En el aludido documento, la OCDE desarrolla su enfoque sobre el gobierno abierto, el mismo que se basa en los principios de participación ciudadana, transparencia, rendición de cuentas e integridad. Sobre el particular, la OCDE indica que para que los gobiernos puedan cosechar plenamente los beneficios de la interacción con su población, deberían informales, consultar con ellos e involucrarlos no solo como sujetos sino como aliados.

En ese sentido, la mencionada Organización indica que *“La participación activa es una relación basada en la alianza con el gobierno, donde los ciudadanos participan activamente al definir el proceso y el contenido de la creación de políticas. Esta reconoce la igualdad de condiciones de los ciudadanos al establecer la agenda, proponer opciones de políticas y dar forma al diálogo en torno a las políticas (...)”*¹.

Pues bien, ocurre que, desde su creación, la CRSE solo nos ha convocado a un evento (19/08/2019) en el que se nos dieron a conocer, de manera conceptual, los temas que serían objeto de reforma, sin siquiera haber escuchado nuestra posición sobre los mismos o sobre otros que estimamos de suma importancia y urgencia. Hasta la fecha, no se nos ha compartido documento de trabajo alguno elaborado por la CRSE en donde exista un desarrollo de los temas en mención y el sentido en el que pretenderían ser reformados.

Solo se nos ha requerido opinión sobre extensos estudios elaborados antes de la conformación de la CRSE, los cuales, como ha sido informado en el Portal Web del Ministerio de Energía y Minas (“MINEM”), *“tienen carácter meramente informativo (...). no responden a la opinión de los Comisionados, Secretaría Técnica y Grupos de Trabajo de la CRSE, dado que reflejan el estado de los temas en el momento de su elaboración (...)”*. En este sentido, más allá de la escueta información que nos fue proporcionada en la presentación del 19 de agosto 2019, a la fecha existe total incertidumbre sobre el trabajo que viene llevando a cabo la CRSE y el sentido de las reformas al sector eléctrico. En ese sentido, consideramos que el MINEM señale las premisas o criterios que tomó en cuenta para seleccionar dichos estudios para su revisión.

Debe anotarse que esta práctica dista mucho de aquella que inspiró la reforma del del sector eléctrico del año 2006, en donde la comisión encargada², desde un inicio,

¹ Página 293 de documento “Estudios de la OCDE sobre Gobernanza Pública – Perú, gobernanza integrada para un crecimiento inclusivo”.

² Comisión MEM-OSINERG Creada por Ley 28447.

promovió la participación de los agentes del sector eléctrico y el público en general a través de una serie de mecanismos, entre los cuales destacan múltiples reuniones con los representantes de las empresas involucradas. Todo ello está debidamente documentado en el denominado Libro Blanco, elaborado por la aludida comisión.

En tal sentido, esperamos que la CRSE acoja el presente comentario e implemente canales que viabilicen una mayor participación de las empresas involucradas en los trabajos que vienen realizándose, a efectos de efectuar aportes, contribuir al debate y en último término dotar de legitimidad a una eventual reforma.

2. ACTUALIZACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO CONTEMPLADA EN EL ARTÍCULO 79° DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS – DECRETO LEY 25844 (“LCE”).

El artículo 79° de la LCE establece que la tasa de actualización aplicable a esta Ley (“TA”) es del 12%, siendo que la misma solo podría ser modificada por el MINEM, previo estudio que encargue el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“OSINERGMIN”) a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el País. Asimismo, se establece que, en cualquier caso, la nueva TA no podría diferir en más de dos puntos porcentuales respecto a la vigente.

Por su parte, el artículo 160° del Reglamento de la LCE, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM (“RLCE”), indica que la TA solo podrá ser revisada cuando los factores que inciden en su determinación hayan sufrido alteraciones que puedan justificar su modificación.

Más allá de las normas citadas en los párrafos anteriores, no existe regulación que desarrolle el procedimiento, la metodología, plazos y otros aspectos asociados a la eventual modificación de la TA. Esta es precisamente la tarea a la que, en nuestra opinión, debería avocarse la CRSE, de cara a contar con un marco regulatorio que garantice la vigencia de los principios de predictibilidad, transparencia, participación y seguridad jurídica, que deben inspirar las decisiones que adopten las autoridades del sector eléctrico.

Es preciso recordar que la TA cumple un rol fundamental en los procesos de fijación tarifaria y, en consecuencia, en el reconocimiento de las inversiones que realizan los agentes que desarrollan actividades eléctricas, lo que a su vez está asociado a la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio público de electricidad que reciben los usuarios del país.

En esa lógica, llama sobremanera la atención que la CRSE haya incluido dentro de sus objetivos a corto plazo (no más de seis meses) la actualización (modificación) de la TA, sin siquiera contar con un marco normativo que cumpla con garantizar la vigencia de los principios antes mencionados.

Más aun, resulta sumamente preocupante que el único documento de trabajo que la CRSE esté valorando con respecto a este objetivo –de acuerdo a la información publicada en la página web del MINEM– sea el Estudio denominado “Revisión de la tasa de actualización señalada en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas”, elaborado por parte de Mercados Energéticos Consultores por encargo de OSINERGMIN en virtud al Contrato de Locación N° 068-2017 (“Estudio MEC”).

La forma en la que se gestó el Estudio MEC es un claro ejemplo de las ineficiencias que se derivan de no contar con un marco regulatorio que regule un procedimiento objetivo, predecible y participativo aplicable a una eventual modificación de la TA. Recordemos que en aquella ocasión, OSINERGMIN actuó inicialmente en flagrante transgresión del principio de transparencia: los documentos que formaban parte del servicio de consultoría (informes parciales y finales) no solo no fueron publicados, sino que, además, cuando fueron requeridos por diversos agentes, OSINERGMIN los calificó como “confidenciales” (ver Resolución N° 073-2017-OS/GRT); decisión que finalmente fue revocada como resultado de un recurso impugnatorio interpuesto por la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía – SNMPE.

Las ineficiencias no solo fueron de orden formal, sino adicionalmente de fondo: ante la ausencia de definición normativa de los parámetros y la metodología a seguirse para evaluar la necesidad de actualizar la TA, OSINERGMIN se atribuyó la potestad de imponer al consultor la manera en la que debía efectuarse la referida evaluación; lo cual fue constatado por el consultor en la página N° 11 del Estudio (entregables I y II – versión compilada), que a tenor literal indica lo siguiente:

*“En lo que respecta al procedimiento del cálculo de la Tasa de Actualización que menciona el artículo 79° de la LCE, por indicación de la contraparte Osinergmin, no ha realizado ninguna interpretación sobre dicho artículo. En ese contexto, **se solicitó al consultor que calcule la Tasa de Actualización según la metodología del costo promedio de capital ponderado (WACC).**”*
(Énfasis agregado)

De esto mismo se dejó constancia en la audiencia llevada a cabo por OSINERGMIN el 15 de agosto de 2018, en la cual el consultor, ante las cuestiones planteadas por los agentes sobre la idoneidad de la metodología WACC en el marco del análisis de la TA, señaló que esta fue una premisa de análisis dada por OSINERGMIN cuyo cuestionamiento no era parte de los objetivos para los cuales fue contratado³.

El rol que asume OSINERGMIN en estos supuestos, de conformidad con el artículo 79° de la LCE, se circunscribe a encargar a un consultor especializado la elaboración de un estudio, en el entendido que lo que se busca es contar con una opinión objetiva, independiente y motivada de parte de un agente que cuenta con experiencia en la materia, sobre todos los aspectos involucrados en la revisión de la TA.

³ Minuto 44:53 de la audiencia.

Naturalmente, si el estudio al que hace alusión el artículo 79° de la LCE se limitase a recoger sin cuestionamiento alguno de los criterios u opiniones que una sola de las partes, en este caso OSINERGMIN, ha adoptado de antemano, la participación del consultor especializado no tendría sentido. En este supuesto, la LCE habría señalado que el responsable de elaborar el mencionado estudio fuese OSINERGMIN y no un tercero especializado.

Si bien el informe final del consultor incluye un bosquejo sobre la aplicación de otras metodologías en la evaluación de la TA, es evidente que la consultoría en mención, desde sus orígenes, ha estado plagada de vicios insubsanables de legalidad y arbitrariedad que desacreditan cualquier decisión que se tome sobre la base de la misma.

En este orden de ideas, la CRSE, antes de contemplar como uno de sus objetivos a corto plazo la revisión de la TA, debería avocarse a desarrollar el procedimiento y parámetros que deben ser observados por las autoridades involucradas de cara a una eventual revisión, a efectos de evitar actuaciones arbitrarias como las que hemos puesto en evidencia precedentemente.

Por otro lado, refiriéndonos en específico a la actividad de transmisión, advertimos que la modificación de la TA en los términos que OSINERGMIN pretende, y que se reflejan en el Estudio MEC (reducción al 10%), resulta claramente contraproducente para dar solución a una de las problemáticas identificadas por la CRSE, como es la baja ejecución de inversiones correspondiente a proyectos del Plan de Inversiones en Transmisión – PIT.

A este respecto, uno de los factores que repercute en la baja ejecución de proyectos de transmisión del PIT es precisamente el marco regulatorio-tarifario aplicable a las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión – SCT, el cual se basa en los denominados “módulos estándares de inversión” que aprueba el Regulador, los cuales en la actualidad no reflejan los costos reales de inversión, y por lo tanto, desincentivan el desarrollo de estos proyectos, lo cual atenta contra la confiabilidad del sistema y el servicio que reciben los usuarios eléctricos. Si a ello se suma una reducción de la TA -que se utiliza para anualizar la inversión subvaluada- es claro y predecible que la problemática identificada por la CRSE se agravará aún más.

Siendo la TA uno de los componentes medulares del modelo regulatorio-tarifario aplicable a las distintas actividades eléctricas, lo idóneo y razonable es que exista una revisión integral de la misma. Para el caso concreto de la transmisión eléctrica, no resulta razonable revisar la TA de forma aislada a los demás componentes que se utilizan para el reconocimiento tarifario de las inversiones. A pesar de ello, diera la impresión de que para la CRSE fuesen temas independientes, toda vez que la revisión de la TA ha sido contemplada como un objetivo a corto plazo (6 meses), mientras que la revisión del modelo regulatorio aplicable a las actividades eléctricas está contemplada como un objetivo a mediano plazo (24 meses).

En conclusión, consideramos que la eventual revisión de la TA presupone que se emita un marco normativo que desarrolle el artículo 79° de la LCE, a fin de contar con un procedimiento que garantice la vigencia de los principios básicos de todo Estado democrático, como transparencia, participación, predictibilidad e interdicción de la arbitrariedad. Asimismo, dicho marco regulatorio complementario debería ser evaluado como parte de un proceso de revisión integral del modelo regulatorio que aplica a las actividades eléctricas.

3. ESQUEMAS PARA LA MEJORA EN LA IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN.

En el extremo correspondiente a los esquemas para la mejora en la implementación de nueva infraestructura de transmisión, la CRSE ha identificado 3 temáticas para el corto plazo: (i) acceso y conexión, (ii) ejecución de proyectos, y (iii) tarifas. En los siguientes apartados incluimos una breve descripción del marco regulatorio vigente, las problemáticas a abordar y nuestras sugerencias sobre el particular.

3.1 Acceso y conexión

3.1.1 Marco regulatorio

Los artículos 33° y 34° de la LCE regulan el principio de “Open Access” o “Libre Acceso” aplicable al sector eléctrico peruano:

*“**Artículo 33°.-** Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la 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 a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.”*

***Artículo 34°.-** Los Distribuidores están obligados a:*

(...)

d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a Usuarios Regulados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y en el Reglamento;

(...).”

(Énfasis agregado)

Estas normas imponen la obligación a las empresas de transmisión y distribución de permitir el acceso libre a sus redes por parte de terceros. Así, reconociendo el carácter monopólico de estos segmentos, la LCE y su reglamento, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM (“RLCE”), buscaron mediante este principio regulatorio garantizar las condiciones de competencia y uso eficiente de infraestructura en el sector.

Con objeto de asegurar el cumplimiento del principio de libre acceso, el artículo 62° de la LCE regula que OSINERGMIN es el ente competente para solucionar las discrepancias que dificulten o limiten el acceso de los usuarios a las redes de transmisión, siendo obligatorios sus pronunciamientos.

Al respecto, el marco regulatorio establece dos niveles de análisis diferenciados aplicables a las solicitudes de conexión a redes de transmisión eléctrica. Por un lado, existe un procedimiento en el cual se evalúa la viabilidad técnica de la conexión, esto es, el impacto de la conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SEIN"); y por otro, existe la necesidad de suscribir un convenio de conexión con el titular de la infraestructura de transmisión (o en su defecto, de gestionar un mandato de conexión ante OSINERGMIN).

En relación al procedimiento de evaluación técnica de la conexión, la normativa aplicable está conformada por el Reglamento de Transmisión, aprobado por el Decreto Supremo N° 027-2007-EM ("Reglamento de Transmisión") y el Procedimiento Técnico COES N° 20 ("PR-20"), normas que disponen que el interesado en realizar la conexión debe presentar un Estudio de Pre Operatividad al COES a fin de que este Comité evalúe el impacto de la conexión en el SEIN.

Por otro lado, respecto a las condiciones del acceso, la normativa viene dada por la norma "Procedimiento para Fijar las Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica", aprobado por la Resolución N° 091-2003-OS/CD ("Norma de Conexión"), que desarrolla las obligaciones y derechos de las partes involucradas en un proceso de acceso a instalaciones de transmisión. Sobre el particular, cabe resaltar el numeral 2.8 de esta Norma de Acceso, que establece:

"Artículo 2°.- Disposiciones Generales

(...)

2.8 De ser el caso si no se llegase a un acuerdo respecto del acceso a las redes, el OSINERG a solicitud de parte podrá emitir un Mandato de Conexión."

(Énfasis agregado)

Como se aprecia, en este nivel de análisis el camino del que disponen las partes para posibilitar la conexión a instalaciones de transmisión es la suscripción de un Convenio de Conexión que regule, entre otros aspectos, el procedimiento de conexión, la distribución de responsabilidades ante interrupciones ocasionadas a causa de los trabajos de conexión, la solución de eventuales controversias y las compensaciones por el uso de la infraestructura.

La Norma de Acceso prevé ciertos principios aplicables a las partes involucradas en un acceso a redes, como igualdad de acceso, no discriminación, entre otros. Sin embargo, como veremos más adelante, no regula aspectos específicos que en nuestra opinión debieran ser de observancia obligatoria en los Convenios de Conexión.

Ahora bien, mediante el Decreto Supremo N° 018-2016-EM se incorporó en el RLCE el artículo 62-B al, el cual reguló responsabilidades en el libre acceso y conexión en instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (“SGT”). En concreto, se establecieron reglas para definir el reconocimiento de la inversión, operación y mantenimiento en que incurra el concesionario del SGT por efecto de la conexión de un tercero, así como un procedimiento de auditoría para definir el valor de la inversión.

3.1.2 Problemática y propuestas

(i) La falta de definición de parámetros aplicables a los procedimientos de acceso en instalaciones del SCT

Desde el año 2016 el RLCE en su artículo 62-B cuenta con reglas específicas aplicables a los supuestos de conexión de terceros a instalaciones SGT, en donde se regula quién es el responsable de la ejecución de la construcción, operación y mantenimiento, cuál es el mecanismo de reconocimiento de costos, los plazos para efectuar las auditorías de costos, entre otros. Las mencionadas reglas han otorgado predictibilidad a los procesos de acceso a este tipo de redes, haciéndolos más expeditivos y reduciendo las controversias entre las partes.

Sin embargo, la regulación ha sido acotada únicamente a los casos de acceso a instalaciones del SGT, dejando de lado los supuestos de acceso de terceros a instalaciones del SCT. Es así que en lo que concierne al acceso a un SCT, se aplica de manera general el artículo 33 de la LCE y las disposiciones de la Norma de Acceso, dispositivos que no contemplan las responsabilidades de las partes con un nivel de detalle como aquél que se encuentra regulado en el 62-B para el caso de los SGT.

La experiencia evidencia casos en los que dadas las solicitudes de acceso de terceros a un SCT, una subestación termina bajo la operación de más de una empresa, situación que a todas luces es inconveniente pues obliga a una coordinación innecesaria e ineficiente, poniendo en riesgo la operación segura de la infraestructura, exponiendo al concesionario a asumir costos derivados de la aplicación de la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (“NTCSE”), así como daños e indemnizaciones a terceros.

De igual forma, ocurren casos en los que una línea de transmisión es seccionada a efectos de permitir el acceso de terceros, lo que genera complejidad en la operación y mantenimiento de la misma, toda vez que la coordinación involucra a más de un agente. Según la experiencia, se advierten casos de reposición de servicio que han demorado más de dos días dada esta multiplicidad de agentes involucrados. Esta problemática se extiende además en el acceso a los sistemas de control, protección y servicios auxiliares.

En ese orden de ideas, es recomendable que se incorpore en la regulación reglas aplicables al acceso a instalaciones del SCT, las cuales deben seguir la pauta

definida en el artículo 62-B aplicable a los SGT. Así pues, se debería establecer que el encargado de efectuar la construcción de las instalaciones necesarias a fin de mantener la continuidad del SCT sea el propio concesionario, quien además debería asumir la operación y mantenimiento de la misma, a costo del tercero que se conecta.

Para fines de un adecuado reconocimiento de costos, la ejecución de la obra por parte del concesionario debería sujetarse a un mecanismo de libro abierto, de manera que se garantice transparencia en el reconocimiento de costos.

(ii) Incompatibilidad en el reconocimiento de los costos de inversión de los SCT incluidos en el Plan de Inversión de Transmisión ("PIT")

En el numeral previo hemos destacado la importancia de contar con reglas específicas aplicables a las solicitudes de acceso, poniendo de ejemplo el artículo 62-B del RLCE en lo que concierne al acceso a instalaciones del SGT. Sin perjuicio de ello, advertimos que en la actualidad existe una discordancia entre la regulación prevista en el artículo antes citado y lo establecido en el artículo 139° del RLCE, respecto a los costos de inversión en la conexión que se deben reconocer a una instalación derivada del PIT.

Y es que, por un lado, el artículo 62-B establece que los costos correspondientes a las instalaciones de conexión que debe asumir el tercero que se conecta a un SGT deben corresponder a los costos efectivamente incurridos y auditados. Mientras que, por otro lado, el artículo 139 del RLCE, que regula las tarifas y compensaciones a los SCT derivados de los PIT, establece que la inversión en estas instalaciones, en tanto no correspondan a Contratos de Concesión del SCT, es efectuada sobre la base de Módulos Estándar, los cuales son aprobados por el OSINERGMIN.

Pues bien, frente a esta situación el OSINERGMIN ha adoptado por aplicar el artículo 139 del RLCE y únicamente pretendería reconocer a los titulares de los SCT, los costos valorizados en función de Módulos Estándar, aun cuando estos el artículo 62-B le exija asumir una inversión en función a costos auditados. Esta es una situación que afecta a ambas partes, tanto al titular del SGT, pues se le negaría la posibilidad de exigir las condiciones de seguridad necesarias para garantizar la operatividad óptima del sistema SGT que se pretende modificar, como al titular del SCT, en tanto no se le permitiría recuperar los costos invertidos en la conexión cuando le sean exigibles condiciones y costos no previstos en los Módulos Estándar, y que en ese sentido debe ser materia a abordar por parte de la Comisión. Por lo señalado, dada una contradicción en la normativa solicitamos al MINEM clarifique estos temas apoyados en este grupo de trabajo.

(iii) Mandatos de conexión

Conforme al marco regulatorio actual, si las partes no llegan a un acuerdo sobre los términos y condiciones del acceso, cualquiera de ellas podrá solicitar que

OSINERGMIN emita un mandato de conexión. Los lineamientos aplicables al mandato de conexión se encuentran regulados en la Norma de Acceso, entre ellos, no se consideran aspectos económicos o de reconocimientos de costos por la conexión.

Al respecto, cuando las partes recurren al mecanismo del mandato de conexión, lo hacen porque entre ellas no han podido llegar a un acuerdo, sea sobre los aspectos técnicos de la conexión, el reconocimiento de costos, entre otros. Pues bien, existe una problemática en este extremo, toda vez que a pesar de que el OSINERGMIN llegue a emitir un mandato de conexión, este mandato no determina aspectos necesarios para el acuerdo, tales como el reconocimiento de costos por la conexión.

Es así que, incluso habiéndose emitido un mandato de conexión, las partes siguen estando obligadas a llegar a un acuerdo respecto al reconocimiento de costos de conexión. En ese sentido, nuestro comentario tiene por objeto que la CRSE evalúe el marco regulatorio aplicable al mandato de conexión, y en particular, evalúe la pertinencia de incluir dentro del alcance de los mandatos de conexión, el aspecto relativo a los costos, mediante la regulación de parámetros o premisas que deban aplicarse obligatoriamente por las partes, cuando la conexión se efectúe por efecto del mandato.

3.2 Ejecución de Proyectos

3.2.1 Marco regulatorio

Un aspecto que debe ser evaluado por la CRSE es el relativo a la ejecución de Refuerzos, cuyo tratamiento regulatorio a continuación desarrollamos.

El artículo 5° del Reglamento de Transmisión regula la figura de los Refuerzos, los mismos que, conceptualmente, corresponden a las mejoras y adiciones que se requieren realizar en los sistemas de transmisión existentes, y que cumplan con las siguientes condiciones:

- Estar incluido en el Plan de Transmisión – PT.
- Satisfacer la definición contenida en la definición 26 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (“LGE”)⁴.
- No superar USD 30 millones como inversión para instalaciones hasta 220 kV y 60 millones para instalaciones de 500 kV.

⁴ “26. Refuerzos. - Son las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en las normas aplicables, así como aquellas necesarias para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones. No constituyen Refuerzos aquellas instalaciones que se carguen contablemente como gasto de acuerdo a las normas aplicables o que superen el monto definido en el Reglamento.”

El artículo 7° del Reglamento de Transmisión establece las reglas aplicables a la implementación de los Refuerzos. Al respecto, se señala que una vez aprobado y publicado el PT, los titulares de los sistemas de transmisión sobre los que se ha previsto ejecutar los Refuerzos cuentan con un plazo de 30 días hábiles para someter a consideración de OSINERGMIN la especificación detallada de las obras del Refuerzo a ejecutarse.

Luego, dentro de los 30 días hábiles de vencido el plazo anterior, OSINERGMIN determina una propuesta de Base Tarifaria para las instalaciones de Refuerzo, vale decir, los costos de inversión, operación y mantenimiento a ser reconocidos tarifariamente. Una vez aprobada la Base Tarifaria, los titulares tienen un plazo de 15 días hábiles para ejercer un derecho de preferencia a fin de ejecutar el Refuerzo. De no ejercer tal derecho, el MINEM evalúa la pertinencia de (i) retirar el Refuerzo en la siguiente actualización del PT o (ii) iniciar una licitación para su construcción, operación y mantenimiento.

Respecto al reconocimiento de la inversión, el literal b) del numeral 25.1 de la LGE indica que la inversión en los Refuerzos que hayan sido ejecutados a razón del derecho de preferencia del concesionario será reconocida en base a valores establecidos por OSINERGMIN previamente a su ejecución. En otras palabras, el reconocimiento de la inversión de este tipo de Refuerzos se realiza sobre la base de los Módulos Estándares o sobre la base de estudios de ingeniería realizados por el COES que no consideran el alcance detallado de cada proyecto.

3.2.2 Problemática y propuesta

(i) Ejecución de proyectos vía el régimen de Refuerzos

La experiencia en ejecución de estos proyectos pone en evidencia una baja tasa de construcción de Refuerzos empleando la figura del derecho de preferencia por parte de los titulares de la infraestructura. El efecto de este fenómeno lo vemos en la postergación de la ejecución de Refuerzos, hecho que afecta al SEIN.

Advertimos que esto es consecuencia, entre otros, de la rigidez del marco regulatorio, el cual establece una única oportunidad y plazos perentorios para que el concesionario ejercite el derecho de preferencia. Al respecto, conforme al artículo 7° del Reglamento de Transmisión, esta única oportunidad nace con la aprobación del PT, a partir de lo cual se empiezan a computar plazos perentorios para ejercitar el derecho de preferencia.

Si el concesionario no ejerce el derecho de preferencia dentro del plazo legal, el MINEM decide si licita la ejecución del Refuerzo o lo retira del PT. Sin embargo, en diversas ocasiones ocurre que las licitaciones convocadas quedan desiertas, y en consecuencia no se encomienda la ejecución del Refuerzo a un tercero. En

estos casos, el concesionario debería poder optar por ejecutarlo; no obstante, en la medida que el plazo perentorio para ejercer el derecho de preferencia venció, no se cuenta con un mecanismo legal para viabilizar esta alternativa. Esta es la rigidez del marco regulatorio a la que nos referimos.

Concretamente cabe señalar el caso del PT 2015-2024 en el que se incluyeron como Proyectos Vinculantes los siguientes (i) “Repotenciación LT Carabaylo-Chimbote-Trujillo 500 kV” = USD 35.0 MM, y, (ii) “Comp.Variable (SVC/similar) +400/-150MVAR SE Trujillo 500kV.” = USD 28.9 MM. En el 2017 Consorcio Transmantaro (“CTM”), solicitó al MINEM que realice las gestiones para que se ejecuten ambos proyectos como Refuerzos, sustentando el pedido en que se cumplía con los requisitos legales para ello, alegando además que, si se convocara una licitación para estas instalaciones, la operación y mantenimiento de estos proyectos sería especialmente compleja.

Pese al requerimiento de CTM, en julio de 2018 PROINVERSION licitó el proyecto, el mismo que por falta de postores calificados fue declarado desierto. Ahora bien, CTM no tiene una vía legal para solicitar la ejecución del Refuerzo, precisamente porque la redacción del RT no se lo permite.

En ese sentido, con propósito de mejorar los niveles de ejecución de Refuerzos, lo cual redundará en una mejora para el SEIN, resulta necesario que se reforme el marco regulatorio descrito y se reconozca que, encontrándose un Refuerzo incorporado en un PT anterior, el concesionario titular de la infraestructura principal pueda ejercitar su derecho de preferencia y ejecutar el proyecto.

Con esta propuesta, aquellos Refuerzos que no hubieran podido ser adjudicados o ejecutados una vez aprobado el PT, no quedarán en el abandono. Se habilitaría la facultad del concesionario de optar por ejecutar estos Refuerzos, desligando el ejercicio del derecho de preferencia a los plazos perentorios que se computan desde la aprobación de un PT vigente.

(ii) Aspectos asociados a la remuneración de Refuerzos

Otro extremo de la problemática asociada a los Refuerzos es el mecanismo de remuneración de estos proyectos. Según el marco regulatorio vigente, si el concesionario ejercita su derecho de preferencia, el reconocimiento de la inversión se efectúa en función de módulos estándar determinados por el OSINERGMIN. Asimismo, el marco regulatorio establece límites en los montos de inversión para considerar a un proyecto como Refuerzo.

La experiencia demuestra el poco interés de los concesionarios en ejecutar proyectos de Refuerzo, pues estos están sujetos al riesgo de que no se reconozca la inversión real. Así, a pesar de que el concesionario incurra en un costo de inversión determinado, el reconocimiento del OSINERGMIN se efectúa sobre la base de módulos estándares.

Nuestra propuesta es que los Refuerzos que ejecute el concesionario en ejercicio de su derecho de preferencia sean reconocidos mediante costos auditados, de forma tal que se garantice el recupero de la inversión efectuada. De esta forma se generará un incentivo para el desarrollo de Refuerzos por parte de los concesionarios, optimizando el uso del SEIN.

Un segundo tema es el correspondiente a los montos máximos de inversión. Desde nuestra opinión estos montos deben ser suprimidos, de forma tal que el concesionario pueda ejecutar los Refuerzos independientemente del monto del que se trate y que sea asociado únicamente a su vinculación a una concesión existente por temas técnicos y de responsabilidad del concesionaria . No consideramos que exista un riesgo de ejercicio abusivo de los Refuerzos, pues estos resultan a hoy de un proceso de planificación por parte del COES; y, en un futuro, esperemos resulten también de un proceso de planificación integral de la transmisión.

(iii) Entrega al sector privado de proyectos pendientes de ejecución derivados de los Planes de Inversión en Transmisión

Conforme a la información estadística que publicó la CRSE, se advierte un alto porcentaje de proyectos incluidos en el PIT que no son ejecutados. Esta falta de ejecución genera diferentes problemas, entre otros, el desaprovechamiento de la infraestructura troncal ejecutada a partir del PT que elabora el COES, el encarecimiento de la operación del sistema y las transacciones comerciales que se realizan, la afectación de la calidad del servicio y el desaliento de la inversión en otros segmentos del sector.

Ante esta realidad y con objeto de mejorar la infraestructura de transmisión, proponemos la entrega de los proyectos pendientes de ejecución al sector privado, bajo mecanismos de mercado, reconocimiento de la inversión en contratos suscritos, con las seguridades y garantías que se ofrecen a las inversiones en infraestructura en el país, plazos realistas para la obtención de los permisos para ejecutar los proyectos de inversión, entre otros.

(iv) Importancia de interconexiones internacionales

Es importante que el Gobierno ponga énfasis en definir los marcos legales y los acuerdos internacionales para propiciar el desarrollo de infraestructura de transmisión que conecte el sistema peruano con los países vecinos. En este propósito es importante que se definan las reglas comerciales, que delimiten los parámetros aplicables a los precios de la energía a transar, así como las coordinaciones operativas necesarias que garanticen la seguridad del SEIN.

3.3 Aspectos Tarifarios

3.3.1 Marco regulatorio

Una figura trascendental creada por la LGE fue el PT, instrumento de planificación de la transmisión cuya elaboración fue encargada al COES, responsable de preparar la propuesta y actualizar el PT cada dos años, con la aprobación del MINEM.

El PT es un estudio periódico que identifica, mediante un análisis centralizado, las instalaciones de transmisión necesarias para mantener o mejorar la calidad, confiabilidad, seguridad y eficiencia del SEIN, considerando un horizonte de hasta 10 años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de proyectos de transmisión que considera los diversos escenarios de expansión de la generación y crecimiento de la demanda futura, así como un cronograma de ejecución.

El PT es vinculante para las decisiones de inversión que puedan adoptarse durante el término del mismo. Una vez aprobado, el PT es obligatorio, por lo que las nuevas líneas y refuerzos definidos generan un proceso de licitación (realizado por el MINEM o por PROINVERSIÓN) para la construcción y operación de esas instalaciones por parte de agentes privados. En las licitaciones públicas el factor de competencia es el menor CAPEX y OPEX que puedan ofertar los postores.

Por otro lado, el PIT está conformado por el conjunto de instalaciones de transmisión, que comprende elementos tales como líneas de transmisión, transformadores de potencia, celdas y equipos de compensación, requeridos a entrar en operación dentro de un periodo de fijación de peajes y compensaciones para los SST y SCT, el cual se realiza cada cuatro (04) años.

El PIT obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años. Los estudios de planificación del PIT deben ser preparados obligatoriamente por cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda y presentados al OSINERGMIN para su revisión y aprobación.

En el PIT aprobado se consignan los proyectos por Área de Demanda y Titular al que se asigna la responsabilidad y obligación de su implementación, así como el año de Puesta en Operación Comercial. Con relación a ello, se establece que la fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones debe efectuarse en el año considerado en el PIT, bajo responsabilidad de que se inicie un procedimiento administrativo sancionador al titular correspondiente.

3.3.2 Problemática y propuesta

(i) Planificación centralizada de la transmisión

De acuerdo al marco regulatorio vigente se cuenta en el país con un agente como el COES que se encarga de la planificación central de la transmisión, entiéndase el PT, y por otro lado, con una instancia de aprobación, verificación y control como es el OSINERGMIN, en lo referente a los PIT. Esta dualidad de planificadores presenta características que son susceptibles de mejoras.

En primer término, debe considerarse que el OSINERGMIN no tiene un rol de ente planificador, sino más bien el rol de supervisión, fiscalización y regulación de tarifas.

Ahondando más, debe considerarse como una complejidad el que el OSINERGMIN realice una labor de planificador de última instancia, esto es, cuando los agentes no presentan el plan de inversiones. Esta planificación subsidiaria es riesgosa para la entidad, para los concesionarios y también para los usuarios, quienes se verán afectados por las decisiones del planificador. También debe tomarse en cuenta que con esta función el Regulador se encuentra en una dicotomía, pues de un lado será quien elabore subsidiariamente la propuesta de inversión y de otro será quien en definitiva lo apruebe en el PIT.

Ahora bien, la existencia de dos entes planificadores con planes independientes, premisas, horizontes y alcances distintos, que además no coordinan entre sí para adoptar las decisiones de planificación, determinan que en la actualidad la planificación de la transmisión sea ineficiente. Un ejemplo de esta ineficiencia la advertimos en el caso de la SE Nueva Tumbes, la cual en su origen fue planificada sin considerar incrementar la capacidad de transformación (asumiendo que en el horizonte del PIT 2017-2021, no se requeriría dicha capacidad), hecho que tuvo que corregirse en la siguiente actualización del PT correspondiente al 2019-2028, donde se ha incluido el transformador como proyecto vinculante.

Pues bien, en este contexto lo que se requiere es de una planificación que comprenda de manera integral ambos regímenes de planificación, lo que supone que la labor de planificación integral recaiga en un ente, sea que este se encargue de elaborar y aprobar la planificación integral de la transmisión, o alternativamente, solo se encargue de la coordinación centralizada entre las dos entidades que a hoy tienen competencia para aprobar los planes de expansión de la transmisión.

La decisión de adoptar una u otra solución debe adoptarse considerando la complejidad de las modificaciones que deberían plantearse a la regulación vigente, de los costos que ello involucrará para los agentes intervinientes, del periodo de transición que corresponda aplicarse, entre otros aspectos. Sin perjuicio de ello, consideramos se debe tomar en cuenta las premisas que en adelante se desarrollan.

Se debe introducir un mecanismo de manifestación de interés para ejecutar los proyectos derivados de los PIT, tal como se regula para la ejecución de los SCT derivados del PT, acorde con el artículo 4 del Reglamento de Transmisión. Este esquema debe darle mayor dinamismo a la ejecución de proyectos del PIT, el cual acorde con las estadísticas vigentes tiene niveles de ejecución muy bajos, lo cual afecta el suministro eléctrico y desaprovecha las inversiones que se realizan en instalaciones troncales derivadas de la planificación del COES, PT.

En la regulación de un esquema de manifestación de interés para ejecutar los proyectos del PIT, los plazos que se regulen deberán responder a la casuística que existe en el país para la obtención de financiamiento, permisos ambientales y sectoriales, servidumbres, entre otros. Esto es, debe tratarse de plazos realistas, de lo contrario se afectará el interés de los privados en la ejecución de estos proyectos.

Por otro lado, debe revisarse integralmente el esquema remunerativo de las instalaciones que se desarrollan al amparo del PIT. Esta revisión debe involucrar tanto el dimensionamiento de costos del proyecto, la TA a la que nos referimos en el apartado correspondiente de nuestros comentarios, el periodo de recuperación de la inversión, los mecanismos de recaudación de las compensaciones, así como una debida valoración del riesgo asumido por el concesionario que se involucra en un proyecto.

En este extremo es importante que en el rediseño de la planificación integrada, el reconocimiento de costos sea mejor que el que existe hoy con los Módulos Estándar. Debe considerarse en la reforma que los Módulos Estándar no reconocen hoy en día de manera eficiente los costos relacionados a la inversión, tales como las obras preliminares, provisionales o de ampliación de subestaciones para instalar transformadores de mayor potencia, entre otros.

Cabe remarcar que la problemática de la baja ejecución de proyectos derivados del PIT debe ser abordada por la CRSE como un tema urgente, ello toda vez que, entre otros, encarece el abastecimiento de suministro eléctrico en las zonas donde no se ejecutan estos proyectos. Como ocurre en el caso de la zona norte del país, ante la falta de ejecución de los proyectos del PIT (por las diferentes razones que hemos explicado), que permitirían obtener energía desde el SEIN, los distribuidores se ven obligados a generar electricidad mediante combustibles más caros, incurriendo en costos que luego deben ser trasladados a la tarifa de los usuarios.

También debe considerarse en el proceso de reforma, que si la decisión para obtener una planificación centralizada de la transmisión pasa por crear una nueva entidad o fortalecer una de las ya existentes (COES u OSINERGMIN), ello implicará un mayor presupuesto, el cual sería finalmente trasladado a los agentes. En este punto debe considerarse que en la actualidad los agentes pagan cerca al límite del 1% por el aporte por regulación a los organismos tales

como el MINEM, OEFA y OSINERGMIN, con lo cual, deberían redireccionarse proporcionalmente a las funciones, los fondos que hoy se pagan a estas entidades, para la nueva entidad o el fortalecimiento de la existente.

(ii) Periodicidad del Plan de Inversiones en Transmisión

Entre los dos instrumentos de planificación con los que se cuenta en la actualidad, el PT ha demostrado mejores resultados frente al PIT. De forma puntual, cabe destacar una ventaja y es que el PT tiene una mayor frecuencia de actualización (cada 2 años), y en ese sentido permite atender las necesidades de infraestructura con mayor flexibilidad que el PIT (actualización cada 4 años).

Una frecuencia menor para la actualización del PIT se justifica en que las condiciones de la demanda del sistema van cambiando en el tiempo, así, la herramienta de planificación debe ir acorde con esta variación, reflejándola. En la actualidad, el PT puede cumplir con este requerimiento, no así en el caso de los PIT. De hecho, el marco regulatorio actual en relación a la modificación de los PIT es insuficiente, en la medida que no prevé como supuesto de modificación extraordinaria del PIT, el caso de crecimientos diferentes a los previstos en el planeamiento.

Asimismo, 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, es deseable que exista un margen adecuado para visualizar los futuros problemas, este margen se garantiza a través de un proceso de actualización menos largo que el actual, que es de 4 años.

3.3.3 Incorporación de incentivos de recuperación de inversión

En relación a los aspectos remunerativos, el ingreso de los titulares de las líneas SCT asignadas a la demanda, al igual que en el caso de las instalaciones del SST, se denomina "Costo Medio Anual - CMA" y se fija por única vez. En estos casos, el CMA está conformado por la anualidad de la inversión para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años, con la TA del 12% real anual, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento.

La valorización de la inversión de las instalaciones del SCT es efectuada sobre la base de costos estándares de mercado. Esta base de costos estándares es aprobada por OSINERGMIN. De manera excepcional, en el caso de instalaciones del SCT asignadas a la demanda que deriven de Contratos de Concesión SCT, los costos de inversión, operación y mantenimiento son los valores que resulten de la licitación.

Pues bien, como hemos señalado la remuneración de la inversión en base a costos estándares resulta en la actualidad insuficiente para promover la inversión. Este mecanismo no garantiza realmente una recuperación de lo invertido. Ante ello urge reformar este mecanismo y emplear alternativas de mercado que ya se han ido incorporando en nuestro marco regulatorio, tales como el de ejecución de obras sujetas a auditorías de precios por terceros especializados.

Este mecanismo le daría un mayor atractivo a las inversiones en transmisión, promoviendo nueva infraestructura y con ello beneficiando al servicio público.

Sin otro particular, quedamos de ustedes a disposición para profundizar los temas y tratar los de mediano y largo plazo.

Atentamente,

Jorge Güímac

Gerente de Desarrollo de Negocios

ISA REP