

## **COMENTARIOS DE LAS EMPRESAS DEL GRUPO DISTRILUZ A TEMAS DE CORTO PLAZO PROPUESTOS POR LA COMISION MULTISECTORIAL PARA LA REFORMA DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD**

### **1. Promoción de energías renovables no convencionales (ERNC) en zonas aisladas.**

- 1.1. Consideramos que cualquier esquema de promoción de energías renovables en zonas aisladas, debe considerar asimismo la utilización de tecnologías híbridas (Generación Térmica, baterías u otra), pues la potencia firme constituye un elemento indispensable para la expansión de las fuentes de ERNC y más aún en zonas aisladas.
- 1.2. De otro lado, queremos señalar que desde la experiencia actual vinculada a los sistemas fotovoltaicos domiciliarios a cargo de la empresa ERGON, han surgido algunos temas que deben ser evaluados para la mejora de estos y de las expansiones futuras:
  - Los usuarios de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios, perciben que este es un servicio que debe ser gratuito, siendo este uno de los factores que generan la alta morosidad registrada.
  - Por otra parte la cobranza en lugares alejados y por bajos montos, conllevan una dificultad adicional en el cobro de los recibos de pago.
  - De otro lado, las empresas distribuidoras encargados de la gestión de cobranza se están viendo afectadas, dado que el reconocimiento de costos que efectúa el Regulador no cubre los reales desembolsos que tienen que efectuar las distribuidoras para atender estos servicios. Adicionalmente, al no tener los recursos suficientes para cubrir los costos ofertados por los contratistas, es común que los procesos de contratación que convocan las empresas sean declarados desiertos, afectando la prestación de los servicios comerciales.
  - La recepción de los reclamos de los usuarios de los servicios fotovoltaicos es efectuada por las distribuidoras, pero el encargado de efectuar las reparaciones y superar finalmente las eventuales averías es ERGON. Aquí surge otra dificultad, pues si el mantenimiento o reparación no se hace de forma oportuna por parte de ERGON, son las distribuidoras las que se ven afectadas por reclamos no atendidos.
- 1.3. Consideramos que para futuras expansiones de sistemas fotovoltaicos individuales, debería evaluarse la conveniencia de efectuar la donación de kit solares a los directos usuarios, quien se encargarían de su mantenimiento. Ello en el entendido que la cobertura eléctrica a través de paneles individuales es una medida temporal, pues la solución debería ser integrarlos al sistema interconectado o a alguna red aislada que permita una mayor calidad de servicio.
- 1.4. Asimismo, consideramos que la normativa que se dicte para la promoción de ERNC en zonas aisladas, debe considerar de manera expresa la posibilidad que las empresas distribuidoras, que en su mayoría son estatales, puedan participar en el mercado de generación renovables, ello con el fin de asegurar una mejor calidad de servicio en sus zonas de concesión o zonas de responsabilidad técnica.

## **2. Esquemas para la mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad**

- 2.1. En primer término consideramos que el esquema de Licitaciones de la Ley 28832, con los ajustes que se introduzcan, deben ser el mecanismo a utilizar; debiendo descartarse elaborar esquemas paralelos que generan distorsiones, que finalmente generan perjuicios, como lo ocurrido con las licitaciones que fueron encargadas a PROINVERSION. Unas reglas claras, que se respeten, dan una estabilidad que contribuyen a tener un mercado más sólido y eficiente.
- 2.2. Consideramos que debe introducirse como regla que sean las empresas distribuidoras las que definan la potencia requerida que van a considerar en sus licitaciones, pudiendo incluso ser convocadas sin potencia fija, siendo toda variable. Esto representaría que las licitaciones contemplen la variabilidad que la demanda exige, no impactando negativamente en los costos de la energía comprada. La variabilidad de la demanda (estacionalidades) no es soportada por el actual rango de banda de contratación, con ello se lograría reducir el riesgo del distribuidor; y para que el generador no asuma todo el riesgo de la variabilidad de la demanda, se podría fijar un factor de riesgo que sea trasladado directamente a la demanda. Como referencia se puede analizar el mercado de usuarios libres donde no se necesita fijar un porcentaje de potencia fija.
- 2.3. Los contratos que se deriven de las licitaciones deberían contener la posibilidad que durante su vigencia se puedan modificar, pues durante el plazo de estos -que puede ser de hasta 20 años- es muy probable que ocurran cambios en el mercado o situaciones de fuerza mayor (como el Fenómeno del Niño), que requieren que los términos contractuales iniciales se revisen. Un ejemplo de ello ha sido la situación de sobrecontratación que ha ocurrido y que a través de la celebración de adendas se ha podido corregir la distorsión presentada en el mercado.
- 2.4. Las modificaciones a la normativa que se dicte debe apuntar a promover la participación de un mayor número de generadoras en el mercado, lo que representará mayor competencia. Asegurando un mayor número de competidores, el precio oculto que hoy fija OSINERGMIN carecería de sentido, pues sería el mercado el que fije los precios, en un mecanismo de competencia perfecta. La experiencia ha llevado a que los precios ocultos superados por las ofertas presentadas hayan devenido en nuevas convocatorias a licitaciones, dilatando innecesariamente el plazo de estas, con los costos que ello representa.
- 2.5. La regulación de las licitaciones de corto plazo debe flexibilizarse, dejando en manos de las distribuidoras la organización las mismas, permitiendo con ello que sean un mecanismo lo suficientemente flexible y ágil que permita atender de manera efectiva la variabilidad de la demanda de las distribuidoras. La intervención del regulador revisando términos y aprobando bases, debería eliminarse, la regulación solo debe contener los lineamientos generales a cumplir en este tipo de licitaciones.
- 2.6. Asimismo, para la promoción de nuevas inversiones en generación, se debe evaluar un esquema que diferencie la potencia proveniente de las centrales existentes (cuya

inversión ya se encuentra amortizada de manera total o sustancialmente), de la potencia de nuevas centrales (inversión nueva), permitiendo con ello una diferenciación de precios que permita su promoción.

- 2.7 Se considere en las licitaciones la oferta de generación distribuida que se inyectará al sistema eléctrico, todo ello dirigido a subsanar limitaciones técnicas de la red.

### **3. Separación de compras para el suministro eléctrico de potencia y energía**

- 3.1. El modelo eléctrico peruano es un basado en potencia y su energía asociada, es así que gran parte de los conceptos que se utilizan en diversos aspectos de la regulación están vinculados a potencia. Si lo que se busca es cambiar este esquema de P y Ea por uno distinto, consideramos que ello merece un análisis exhaustivo para evitar generar impactos negativos en alguna etapa de la regulación, debiendo por tanto analizarse todos los eventuales efectos que este cambio puede provocar. Al ser este un cambio sustancial, creemos que debería ser parte de los cambios considerados en los temas a tratar en el mediano y largo plazo de la Comisión.
- 3.2. Quizá sería conveniente que se elabore algún esquema transitorio que permita medir en la práctica los efectos que este cambio en el modelo puede irse generando.

### **4. Actualización de la tasa de descuento de artículo 79 de la LCE.**

- 4.1. Consideramos que la revisión de la tasa de descuento debe ser parte de la evaluación de mediano y largo plazo, debido a que dentro de los objetivos principales de la Comisión está el de revisar de manera integral el modelo del sector eléctrico peruano, que incluye la Distribución y que actualmente se viene aplicando un nuevo modelo de fijación del VAD, por lo que aún no se podido medir el impacto, beneficios o perjuicios que este puede traer al mercado, por lo que introducir una incertidumbre adicional como el ajuste de la tasa de descuento, nos lleva a reafirmar que no es el momento indicado para hacerlo.
- 4.2. Consideramos que es importante tener en cuenta, que por lo menos en lo que corresponde a las distribuidoras estatales, se requiere realizar una serie de inversiones en infraestructura, con el fin de expandir su cobertura y mejorar la calidad de suministro y de servicio; frente a ello cabe preguntarse si es oportuno en este momento plantear una reducción de la tasa de descuento, lo que consideramos que - en lugar de promoverlas- las reduciría.
- 4.3. Para efectos prácticos la tasa de actualización es la remuneración del capital invertido, e independientemente de sus enfoques metodológicos, actualmente es parte de remuneración de y recuperación de los costos reales del Distribuidor.

El desarrollo macroeconómico del país ha mejorado, lo cual induce a pensar en reducir la Tasa de Actualización; sin embargo, el reconocimiento tarifario no alcanza a reconocer los costos de las concesionarias de distribución, que opera bajo normas

exigentes y en el caso de las concesionarias estatales, con financiamiento limitado y atendiendo zonas rurales con solo rentabilidad social, lo que reduce su liquidez, que solo puede ser defendido con la Tasa en cuestión.

- 4.4. El Informe final del consultor de OSINERGMIN, resumen que la revisión obedece a adecuarse a las experiencias internacionales de la región, de reducir la tasa de descuento, para lo cual cita los casos de Colombia, Chile y Brasil, sin analizar las consecuencias que tendría para las distribuidoras, sobre todos en los factores tarifarios que utilizan esta tasa como parámetro: p.e. como impacta en la recuperación de las inversiones, en el importe de la Operación y Mantenimiento y, sobre todo, en los factores que afectan el VAD como FBP y Ep.
- 4.5. Adicionalmente, debe considerarse el impacto que se planea normar con el Pre dictamen del PL N° 3057/2017-CR y 4048/2018-CR, Ley que regular la instalación de cableado en los servicios de electricidad y telecomunicaciones. De hecho, el sistema subterráneo aportaría en la calidad del servicio; sin embargo, debe tenerse el soporte adecuado para el retorno del mayor capital de inversión y, sobre todo, que el mantenimiento oportuno y adecuado requiere recursos con conocimientos mayores, capacitación permanente y equipamiento especial.
- 4.4. También debe considerarse que de optarse por la reducción del 12% de la Tasa de Descuento, esto impactaría directamente en la recuperación de las inversiones, ampliándose el tiempo de la recuperación de la inversión (@VNR) e incrementándose los costos de operación y mantenimiento (COyM), para cubrir el periodo a mantener estas instalaciones.
- 4.5. En el caso de optarse por la reducción del 12%, se revise la aplicación de factores tarifarios, que reducen el ingreso posterior a su aplicación, tales como el FBP<sup>(1)</sup> (Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta) y el Ep<sup>(2)</sup> (Factor de Ponderación del Precio de la Energía); lo cual implica que se reduzca el ingreso en las áreas de mayor crecimiento, considerando un factor FCVV que considera un crecimiento basado en censos proyectados.

	<b>Empresa</b>	<b>FBP</b>
Nota (1)	Electronorte	<b>0.8071</b>
	<b>Empresa</b>	<b>Ep</b>
Nota (2)	Electronorte	<b>0.250</b>

- 4.6. Adicionalmente, es necesario se tenga en consideración lo señalado en el Artº 79 de la LCE; que dispone que no se podrá diferir en más de dos puntos porcentuales la tasa vigente y el premio por el riesgo en el país, y otros riesgos (tecnológicos, regulatorios, etc).

Por lo indicado, lo que contempla el estudio realizado por la consultora, no contempla lo dispuesto en el Artº 79 de la LCE, lo cual afectaría los ingresos y reconocimientos en las empresas Distribuidoras.

- 4.7. Las metodologías utilizadas para el cálculo de la tasa de actualización en el estudio efectuado por el Regulador, son las siguientes:

- A) Modelo de Fijación de Precios de Activos de Capital (CAPM) o Costo de Capital Propio considera tasa Libre de Riesgo, Coeficiente de Riesgo Sistemático y rendimiento del mercado accionario global.
- B) Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC) o Tasa de retorno requerida nominal considera costo de deuda, tasa impositiva efectiva, costo de oportunidad del inversionista, Deuda y Capital.

En ambos casos, la reducción planteada de la Tasa de Actualización es en promedio un 2%, lo que impactará directa y negativamente en los ingresos de empresas distribuidoras, reduciendo su facturación a nivel nacional en 3,03 %, lo que equivale a 364 Millones de Soles.

Nuestra preocupación viene por las regulaciones del Estado, como son las políticas económicas (por ejemplo endeudamiento) que impacta al capital propio o valor de mercado, así como en el costo de capital de las empresas, afectando con ello su rentabilidad, crecimiento e inversiones.

En ese sentido, es importante disponer regulaciones claras en:

- 1) Estructura de financiamiento (mediano y largo plazo). Más aun en el caso de las empresas estatales, que tienen restricciones para el endeudamiento a largo plazo.
  - 2) Políticas de Inversiones (APP, obras por impuestos, entre otros) que permitan mayor ejecución.
  - 3) Incluir Riesgo Regulatorio.
- 4.8. Es importante que antes de entrar a calcular la reducción de la tasa de descuento, debe definirse cuál es la metodología a aplicar, es decir WACC, CAPM o sus variantes; analizando la metodología que más se ajuste a nuestra realidad y al tipo de actividad.
- 4.9. Es importante señalar que cuando se calcula el WACC, uno de los factores a considerar es el financiamiento y como en el caso de las empresas estatales no se cuenta con financiamiento de largo plazo (o este es reducido), la tasa de la empresa privada es mayor a la tasa de la empresa pública (el costo de la deuda de la empresa pública es mayor).
- 4.10 En el caso de la regulación de las empresas distribuidoras el VNR es teórico no real, pues está calculado respecto de una empresa modelo. Por eso la Tasa de Descuento actual de alguna forma compensa lo no reconocido en el modelo.

Cuando se hace la comparación con otros países, es importante no solo ver el número de la tasa aplicable o si esta se ha reducido o no, sino es importante analizar el modelo regulatorio en su integridad para ver hasta qué punto son comparables.

- 4.11 Otro aspecto a tener en consideración es el referido a los riesgos adicionales, como son:

- El cambio tecnológico actualmente es una variable de altísima renovación, ello es algo que debe a tenerse en cuenta en la definición de la tasa de descuento.
- El riesgo regulatorio es otro de especial relevancia, más aun cuando se han venido presentando importantes cambios de postura del regulador en la fijación tarifaria. Por ejemplo, la aplicación de utilidades de los trabajadores, el costo de la mano de obra de la calculada por CAPECO a una encuesta del Ministerio de Trabajo.
- La variación de la demanda es un riesgo que no se está reflejando actualmente, pues ella no se liquida anualmente como en el caso de la transmisión.

4.12 Adicionalmente hay que considerar que la tasa de descuento de la LCE aplica también a la remuneración del Sistema Secundario y el Sistema Complementario de Transmisión (Costo Medio Anual – CMA); así como a la electrificación rural, temas que para las empresas públicas actualmente suponen una secuencia de problemas en el presupuesto, financiamiento y ejecución (Directa o por encargo), modificar la tasa de descuento haría más inviables estas inversiones en el marco del sistema nacional de contratación pública.

## **5. Reforzamiento del Sistema de Planificación de las Redes Eléctricas de las Empresas Transmisoras**

5.1. Se observa que OSINERGMIN está asumiendo el rol de gestor, revisor y quien finalmente aprueba los Planes de Inversiones en Transmisión; siendo conveniente que la tarea de planificación eléctrica sea asumida por otro ente técnico. Consideramos que el Regulador no debe asumir la función de planificador, esta es una actividad que debe asignarse a un tercero independiente, pudiendo ser el COES, entidad que actualmente tiene el rol planificador de la Transmisión

5.2. Existe una contraposición de las normas del sector eléctrico y de inversiones, para definir los proyectos de transmisión; lo cual duplica esfuerzos, atrasa la definición y ejecución de proyectos y pone en riesgo su oportunidad y recuperación de la inversión. Algo que se ha señalado en múltiples oportunidades, es que en el caso de las empresas estatales, además de someter a aprobación del Regulador sus Planes de Inversiones en Transmisión, tiene que seguir luego un nuevo proceso de aprobación bajo las reglas del Invierte.pe, ello representa un nuevo proceso de autorización que retrasa su ejecución.

En este punto podría incorporarse algún elemento en el ente encargado de aprobar que permita evitar tener que seguir ese nuevo proceso de aprobación.

5.3. Se requiere mejorar la integración del planeamiento de los proyectos troncales (se viene definiendo Planes en diferentes procesos, fechas y entidades).

5.4. Se requiere evitar las inversiones de transmisión de diferentes concesionarias en una instalación de propiedad única; que dificultaría su administración, operación y responsabilidad.

Lo que debe asegurarse es que haya a competencia por el mercado o si esta resulta inconveniente, el inversionista existente asegure un proceso competitivo en la fijación de sus costos.

- 5.5. El incremento de grandes inversiones hace necesarios reforzamientos significativos en transmisión, que deben ser anticipados; para lo cual es necesario que los inversionistas informen oportunamente sobre sus planes de inversión.
- 5.6. Otra de las dificultades que se han evidenciado en los Planes de Inversiones en Transmisión, es que los costos reconocidos a estos son los provenientes de los módulos que fija el regulador, lo que son menores a los obtenidos por las distribuidoras en sus procesos de contratación; ello debe corregirse, o ajustando los costos de los módulos que fija el regular o reconocimiento los que sean producto de los procesos de contratación (valor de mercado)
- 5.7. Otro esquema a analizar es el permitir a las empresas distribuidoras que puedan entregar a terceros privados, la titularidad y por tanto la ejecución, operación y mantenimiento de los proyectos asegurando un mecanismo más eficiente en su ejecución.
- 5.8. Asimismo, la LCE podría considerar una concesión de redes de transmisión del tipo SCTLN que pueda migrar a SCT en el tiempo, para atender con mayor efectividad a los grandes Usuarios Libres y a la Demanda del Servicio Público de Electricidad.
- 5.9. En línea con lo señalado anteriormente, proponemos lo siguiente:
  - El Plan de Transmisión elaborado por el COES como instrumento de planeamiento debería absorber al Plan de Inversión en Transmisión; es decir, este último debería incluir los proyectos del SCT para su aprobación. Así como para la Electrificación Rural, se prevé un único Plan Nacional de Electrificación Rural, así también debería haber un único Plan de transmisión que se encargue de planificar todas las instalaciones de transmisión, incluidas las correspondientes al SCT. Finalmente es Osinergmin quien dará la opinión favorable a la propuesta del COES y finalmente el MINEM será quien lo aprobará. La aplicación de compensaciones del SCT vía las tarifas seguirán siendo de responsabilidad por naturaleza del Osinergmin.
  - La aprobación del Plan de Transmisión por parte del MINEM, incluiría la identificación de los proyectos, que por su alcance, deban ser licitados por PROINVERSION o se reserve de conducirlos. Así también, dentro de ese mismo proceso se requiere la conformidad del Ministerio de Economía y Finanzas como parte de la aprobación del Plan de Transmisión. Esto garantizará que los plazos de ingreso de las instalaciones no sean incumplidos, salvo propia responsabilidad de los agentes comprometidos.
  - En el ámbito de las Empresas del FONAFE, se propone implementar los mismos mecanismos de planeamiento y financiamiento de inversiones en Proyectos de

Distribución, ya previstos, a los Proyectos de Trasmisión, es decir que éstos, los que sean de su interés, deben ser aprobados por los Directorios de las EE.DD. y/o FONAFE antes de su presentación al COES con motivo de la aprobación del Plan de Trasmisión.