

Lima, 19 de setiembre, 2019

Sra. Econ.

Patricia Isabel Elliot Blas

Viceministra de Electricidad y Presidenta de la Comisión Multisectorial para la reforma del Subsector Electricidad (CRSE)

Asunto: Comentarios a los temas que tratará la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad en el corto, mediano y largo plazo

De nuestra mayor consideración,

El grupo empresarial ACCIONA ha tenido conocimiento de los temas planteados por la CRSE en su presentación del pasado 19 de agosto de 2019. Al respecto, celebramos la intención del estado Peruano que, mediante la Resolución Suprema N° 006-2019-EM, creo la comisión con el objetivo de identificar y proponer soluciones a las distorsiones actuales del sistema eléctrico para garantizar la sostenibilidad y el desarrollo del Subsector Electricidad en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica y que creemos también serán beneficiosas para la inclusión de las Energías Renovables en la matriz energética de Perú.

Adicionalmente, agradecemos los espacios abiertos para plantear y remitir nuestros comentarios sobre los temas identificados.

En este contexto y, en su condición de interesado, el grupo ACCIONA representado en esta oportunidad por su división de Energía y acciona.org (antes ACCIONA Microenergía Perú) viene a proponer respetuosamente la inclusión de los siguientes temas y consideraciones regulatorias que permitan la operación sostenible, eficiente y siguiendo buenas prácticas internacionales del subsector eléctrico en Perú:

1. Temas del Corto Plazo

1.1. Modificación de la regulación y definición de la Potencia Firme para las centrales solares fotovoltaicas

OSINERGMIN mediante Resolución del Consejo Directivo N° 144-2019/OS/CD, ha emitido la norma legal que modifica el Procedimiento N° 26 del COES, dicha norma solo ha levantado las barreras de acceso al mercado eléctrico a las centrales eólicas, quedando pendiente a la fecha un cambio y mejora de la regulación para permitir el acceso al mercado de Clientes Libres y a las subastas de empresas distribuidoras a las centrales solares fotovoltaicas que, pese al último cambio realizado por Osinergmin, se mantienen fuera del mercado.

En ese sentido, resulta muy importante que en el Corto Plazo la CRSE emita la regulación adecuada que reconozca potencia firme y permita contratar a las centrales solares fotovoltaicas. Una alternativa para permitir este cambio está relacionada a los comentarios que emitimos en nuestra carta del 15 de mayo

del 2019 en el que recomendamos el cálculo de potencia firme se dé por el uso de un detallado estudio probabilístico de ECP o mediante el factor de planta promedio anual. En el anexo 1 incluimos la carta en la que desarrollamos nuestra recomendación.

1.2. Promoción de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en zonas aisladas

Consideramos de suma importancia que la política energética priorice la electrificación de zonas aisladas con energías renovables. Entendemos por zonas aisladas, a comunidades rurales alejadas de la capital de distrito. Por lo general, hablamos de caseríos que son pequeñas agrupaciones de familias – normalmente no más de 100 familias – que realizan poca actividad fuera de su espacio físico debido a la distancia y a las dificultades de acceso a vías de comunicación. Suelen carecer de servicios básicos como acceso a la energía, al agua, a la educación y a la salud. No se puede hablar de pleno acceso a la energía si este tipo de comunidades continúan sin ser atendidas.

El acceso sostenible a la energía para las comunidades rurales aisladas descritas en el punto anterior, es viable. La experiencia exitosa obtenida por acciona.org (antes ACCIONA Microenergía Perú) en la Amazonía así lo evidencia; en ella se ha validado un modelo de gestión para la explotación de Sistema Fotovoltaicos de Tercera Generación (SFD3G), tecnología que se adapta muy bien a la realidad de las comunidades rurales aisladas. acciona.org ha compartido información y los resultados de su experiencia con SFD3G en la Amazonía a solicitud del despacho Viceministerial del Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Para el escalamiento de proyectos de electrificación en zonas rurales, se considera fundamental proponer mecanismos eficaces y no repetir experiencias que no han funcionado como la Subasta para la prestación del Servicio de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables del año 2014.

Se sugiere fomentar la inversión privada dentro de un marco de garantía a la inversión. Existen instituciones privadas como acciona.org dispuestas a invertir bajo condiciones mínimas pero indispensables.

Es fundamental conocer la ubicación geográfica de la demanda. La ubicación actual de las comunidades rurales aisladas sin suministro eléctrico es muy escasa. Será necesario hacer un esfuerzo conjunto entre las instituciones públicas y privadas para tener cifras aproximadas a la realidad. Mientras no se conozca dónde está la demanda difícilmente se podrá cerrar la brecha.

Existe un gran potencial de desarrollar la hibridación de micro redes con sistemas fotovoltaicos en la Amazonía peruana. En comunidades rurales existen redes aisladas con generación a partir de diésel y se encuentran la mayoría en desuso por falta de mantenimiento o están deterioradas por el paso del tiempo. Respondiendo a esta necesidad, acciona.org se encuentra desarrollando un piloto para hibridar una red aislada de este tipo en la cuenca del río Napo en el departamento de Loreto. La promoción de las ERNC debería pasar por impulsar iniciativas como esta que pueden generar un impacto ambiental importante en zonas especialmente vulnerables como puede ser la Amazonía.

1.3. Normativa aplicable a la Electrificación Rural

Consideramos necesario el desarrollo de normativa técnica para los SFD3G. Es urgente la implementación de dicha normativa ya que, actualmente, existe regulación tarifaria (BT-050-PRE) para el uso de estos

sistemas, sin embargo, no se dispone de una normativa que indique las especificaciones técnicas que requieren cumplir.

Creemos que se debe simplificar el trámite de Concesión Eléctrica Rural (CER) para sistemas fotovoltaicos domiciliarios, por lo tanto, es importante revisar y simplificar este proceso para agilizarlo y permitir manejar una información más actualizada a lo largo del tiempo.

Se debe considerar recomendaciones sobre el tratamiento que debe darse a la Concesión Eléctrica Rural con Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD), para evitar el conflicto con las concesiones de redes que a veces conviven en las mismas zonas, así como de otros proyectos financiados por la administración, de tal manera que se evite duplicidad de intervenciones e ineficiencias. Sugerimos adaptar los requisitos a las particularidades de los SFD, y garantizar la protección de la inversión privada ante otras intervenciones.

Eliminar la obligatoriedad de elaborar la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para proyectos con SFD2G y SFD3G o, en su defecto, simplificar los requisitos exigidos. El Decreto Supremo N° 011-2009-EM que regula el contenido mínimo de la DIA, contempla una serie de requisitos que se ajustan a redes de distribución convencional o micro redes y no a sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Además, recomendamos necesario el desarrollo de una normativa para redes aisladas híbridas en comunidades rurales aisladas, asimismo, la fijación de una tarifa regulada con acceso a subvención para los beneficiarios, la mayoría en situación de extrema pobreza.

Finalmente creemos que convendría unificar y simplificar para los SFD los requisitos para la solicitud de Sistema Eléctrico Rural (SER) y Concesión Eléctrica Rural (CER).

1.4. Separación de compras para el suministro eléctrico por potencia y energía

Respecto a la propuesta de separación de compras para el suministro eléctrico por potencia y energía, saludamos esta iniciativa la cual consideramos será un hito importante para permitir la libre competencia entre compañías que podrán ofrecer sus capacidades de forma óptima para energía y potencia. La negociación por separado de los dos productos claramente diferenciados – potencia y energía – a través de procesos competitivos bien diseñados que garanticen igualdad de condiciones para todos los agentes, darán como resultado la prestación de ambos servicios al menor precio posible.

En este sentido, la separación de potencia y energía permitirá trasladar de forma directa los menores costes de los proyectos de energías renovables no convencionales a los consumidores finales, incrementando la competitividad de las empresas del país, a la vez que se reduce la factura final para el consumidor doméstico.

Adicionalmente, el último informe de IRENA¹ sobre diseño de subastas de junio 2019, dice que los últimos procesos que afectan a la tecnología eólica y solar están siendo diseñados para obtener objetivos adicionales al precio, como favorecer su integración asumiendo su variabilidad. El documento desarrolla cinco estrategias de implementación que pueden escoger los reguladores, dependiendo del contexto. Al respecto, recomendamos la “PRODUCT-BASED STRATEGY”, la cual se centra en procurar el producto, más

¹ Renewable Energy Auctions: Status and Trends Beyond Price (preliminary findings), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA_Auctions_beyond_price_2019_findings.pdf

que la tecnología que lo produce. Para ello se estandarizarían las necesidades del sistema en función de los productos requeridos: energía, capacidad, certificados y servicios auxiliares. Lo anterior dejaría abierta la puerta a la tecnología eólica y solar para que suministren dichos productos en igualdad de condiciones respecto a otras renovables y convencionales.

En un correcto diseño del mecanismo de asignación, la tecnología eólica y solar aportarían no sólo energía, sino también otros productos, entre ellos capacidad. El ejemplo de México lo corrobora, separar el producto que requiere el sistema es clave, pero también considerar al generador como un “portfolio” permitiría una integración mejor, asumiendo su variabilidad.

2. Temas de Mediano y Largo Plazo

- 2.1. Recomendamos necesario se considere el diseño de regulación que permita preparar al sistema de transmisión, para recibir la participación de nuevas centrales eólicas y solares fotovoltaicas, ya que, creemos, son las más competitivas a nivel de precio en el mercado y por esta razón y, por su contribución a la sostenibilidad ambiental del país, se esperaría un ingreso importante de dichas tecnologías en la matriz de generación.
- 2.2. Recomendamos se diseñe un Plan energético Nacional al 2030, 2040 y 2050 con objetivos claros de penetración y fomento de energía renovables que también se alineen con las Contribuciones Nacionalmente Determinadas comprometida por el país en la COP 21 y con el Objetivo Prioritario N° 9, del Plan Nacional de Competitividad y Productividad aprobado por Decreto 237-2019-EF del 28 de julio del presente año.

Finalmente, nuevamente agradecemos esta oportunidad para comentar y participar en el diseño y modificación del cambio normativo que será importante para el subsector eléctrico.

En caso de requerir más información, por favor no dude en contactarnos:

José Manuel Amado Asenjo
Gerente de Desarrollo y M&A Perú
jamadoa@acciona.com

Jessica Olivares Magill
Gerente acciona.org - Perú
jessica.olivares@accioname.org

ANEXO I

Sra.

CARMEN RUBY GUSHIKEN

Gerencia de Regulación de Tarifas

Osinerghmin

Asunto: COMENTARIOS SOBRE EL PROYECTO DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº PR-26 “CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME”, NUMERAL 8.6.3. RESOLUCIÓN OSINERGHMIN Nº73-2019-OS/CD.

Estimada Sra. Gushiken y equipo de Osinerghmin,

ACCIONA ha tenido conocimiento de la publicación de la Resolución Nº73-2019-OS/CD del Consejo Directivo Osinerghmin, que contiene el proyecto de “*Modificación del Procedimiento Técnico del COES Nº PR-26 – Calculo de la Potencia Firme*” (en adelante la “Resolución”), y que plantea reconocer la contribución real de las centrales que utilizan Recursos Energéticos Renovables (en adelante “RER”), como son las tecnologías eólica, solar o mareomotriz.

Al respecto, celebramos la intención inicial del Ministerio de Energía y Minas, y ahora respaldada por la Resolución de Osinerghmin, de propender por una matriz de generación de energía eléctrica sostenible en términos de diversificación, complementariedad, seguridad energética, eficiencia en costos y reducción de la huella de carbono. Por eso, valoramos enormemente el esfuerzo que llevan adelante, tanto el Ministerio como Osinerghmin, en la redacción de normas y resoluciones que permitirán lograr las metas propuestas.

Adicionalmente, agradecemos los espacios abiertos para plantear y remitir nuestros comentarios sobre la Resolución ahora publicada, incluyendo su Exposición de Motivos.

En este contexto y en su condición de interesada, ACCIONA por el presente viene a proponer respetuosamente dentro del plazo conferido al efecto, que la metodología de cálculo de la Potencia Firme por las centrales RER que utilicen tecnología eólica o solar fotovoltaica se calcule:

- Mediante un **detallado estudio probabilístico de ECP** (“*Equivalent Conventional Power*”), siempre que los registros históricos lo permitan.
- En su defecto, mediante el **factor de planta promedio anual**, tomando todos los datos históricos disponibles existentes hasta la fecha de cálculo.

Esta propuesta coincide con los comentarios expuestos durante el plazo de alegaciones a la Propuesta de Decreto Supremo que modificaba la Ley de Concesiones Eléctricas, remitidos con fecha 15 de diciembre de 2018, conforme al procedimiento habitual.

Cabe tener en consideración que, a nuestro humilde juicio, la propuesta planteada por el Ministerio de Energía y Minas mediante su Resolución Ministerial 455-2018-MEM-DM y el Proyecto de Decreto Supremo relacionado que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas en su Artículo 110 –junto a la Exposición de Motivos presentada en su momento– es significativamente distinto a la propuesta planteada por Osinerghmin. Por una parte, consideramos que la propuesta de Osinerghmin no

favorece al desarrollo de los RER de manera competitiva y en igualdad de condiciones frente al resto de las tecnologías, como sí lo hace la propuesta actual del Ministerio, lo que iría en contra del espíritu de esta política pública que busca el desarrollo de los RER en Perú con todos los beneficios que ello trae.

Por otra parte, dado que el Ministerio de Energía y Minas aún no se ha pronunciado de manera definitiva respecto del cambio propuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas, se genera una incertidumbre respecto de qué sucederá una vez que dicho Ministerio ratifique, si lo hace, el mecanismo planteado en su Proyecto de Decreto Supremo, dadas las grandes diferencias que existen entre la propuesta del Ministerio y la de Osinergmin. A nuestro entender, la propuesta que finalmente haga el Ministerio de Energía y Minas primaría por sobre la propuesta de Osinergmin u otras entidades regulatorias/operativas del mercado eléctrico.

Para todo actor nuevo en el mercado energético peruano, y en particular para una empresa dedicada 100% a las energías renovables no convencionales, como es el caso de Acciona Energía, este tipo de normas en cuestión es crucial para el desarrollo de negocios. Por lo mismo, abogamos por la consideración de nuestros planteamientos por parte de Osinergmin y por la coordinación y consistencia entre las distintas instituciones públicas que regulan el sector energético en Perú, todo ello en pos del buen desarrollo de las energías renovables en el país.

A continuación, desarrollamos con mayor profundidad nuestras dos propuestas planteadas más arriba para luego comentar y plantear algunas observaciones respecto de la propuesta en cuestión (RESOLUCIÓN OSINERGMIN N°73-2019-OS/CD):

I.- Sobre la idoneidad de un modelo probabilístico para la determinar la aportación de una determinada planta a la confiabilidad del sistema.

En primer lugar, consideramos muy acertado el objetivo del desarrollo normativo en consideración, y de la Resolución en particular, que consideran evaluar de manera adecuada la contribución real a la seguridad del suministro que aportan las centrales RER de tecnología solar, eólica y mareomotriz.

Como bien se indica en la exposición de motivos de la Resolución, la potencia firme es un concepto económico útil para la remuneración de los costos de generación y que no debiera ser una atribución restrictiva de ciertas unidades de generación, por lo que no se justifica que se establezca un valor nulo a priori a las centrales RER indicadas.

En cuanto a la **metodología de cálculo del aporte de una central de generación a la confiabilidad del sistema**, entendemos que el método más preciso es el **método probabilístico basado en el LOLE** (*Loss of Load Expectation*, expectativa de pérdida de carga) y en los **indicadores relacionados** con éste.

El uso de estos indicadores, muy similares entre sí (**ELCC** – *Effective Load Carrying Capability*, **ECP** – *Equivalent Conventional Power*, **EFC** – *Equivalent Firm Capacity*), permite comparar escenarios que resultan en la misma expectativa de pérdida de carga (LOLE), con y sin la central que se analiza, sustituyéndola por otra central teórica de potencia constante y con disponibilidad del 100%.

La potencia de esta central teórica que produzca el mismo LOLE que la central considerada sería el aporte en capacidad de ésta al sistema. Esto es razonable, ya que lo que se pretende evaluar con la potencia firme asignada a cada central es su capacidad para aportar a la cobertura de la demanda, evitando situaciones de escasez en las que pudiera no satisfacerse toda la demanda requerida, que es precisamente lo que mide el indicador LOLE.

En cuanto a las características de esta metodología y su posible aplicación para evaluar la contribución de las centrales RER a la seguridad del sistema, es muy interesante tener en cuenta lo indicado en el informe realizado por la Universidad de Chile sobre el particular (“*Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles*”, julio 2017¹, en adelante el “*Informe*”).

Este Informe revisa multitud de antecedentes académicos y de experiencias internacionales y **concluye que la metodología ECP – o en su defecto una adecuada aproximación – es la mejor para evaluar el aporte a la suficiencia de las centrales renovables con generación variable.**

Asimismo, destaca que, utilizando esta metodología, centrales renovables cuya generación no coincida con las horas de mayor demanda, **podrían aportar suficiencia en un sistema con capacidad de almacenamiento:**

- *“Al medir el aporte a la suficiencia con esta metodología, se observa que **ésta cuantifica de mejor manera el aporte a la suficiencia de las centrales bajo distintas configuraciones de matrices eléctricas, tales como sistemas con y sin capacidad de almacenamiento, y sistemas con y sin generación renovable en las horas de mayor demanda.** Interesantemente, utilizando esta metodología se muestra que **centrales renovables cuya generación no coincide con las 52 horas de mayor demanda podrían aportar suficiencia en un sistema con capacidad de almacenamiento.** En sistemas sin capacidad de almacenamiento, se observa que esta metodología no subestima los recursos destinados para cubrir los costos de inversión y operación de las centrales de punta. Otra de las ventajas de esta metodología es que **es consistente con metodología actual para cuantificar la potencia inicial de centrales hidráulicas con y sin capacidad de regulación y, por definición, con las centrales térmicas.**”*
- *“En sistemas con capacidad de almacenamiento se observa que **reduce el riesgo de variaciones en el reconocimiento de potencia** de un año a otro, **simplemente por la coincidencia o no de la generación en las horas de demanda máxima.**”*

Adicionalmente, remarcamos otras características de esta metodología y que incluye el Informe:

- *“Tanto en sistemas con y sin capacidad de almacenamiento, se observa que **la metodología ECP es consistente con los resultados de la teoría marginalista.**”*
- *“El uso de los indicadores ELCC (Effective Load Carrying Capability), ECP (Equivalent Conventional Power) y EFC (Equivalent Firm Capacity), basados en comparar escenarios que resultan en el mismo LOLE (Loss of Load Expectation), presenta las siguientes características:*
 - **La variabilidad interanual de la generación (ejemplo, generación eólica y solar) se incorpora explícitamente en el indicador.**
 - **En un sistema sin capacidad de almacenamiento, se espera que *aumente en la medida que la generación ocurra en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga.***
 - **La contribución a la suficiencia se interpreta como el aporte marginal que realiza una central a la suficiencia de un sistema.**”

¹ <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2018/01/Estudio-Potencia-de-Suficiencia-ACERA.pdf>

- *“Calcular el aporte a la suficiencia sobre una base estadística individual podría subestimar el aporte real del conjunto al considerarse escenarios de disponibilidad de energía primaria extremadamente bajos.”*

II.- Sobre la consideración del factor de planta promedio como adecuada aproximación a la metodología ECP.

Siendo modelo probabilístico el ideal para determinar la aportación de una determinada planta a la confiabilidad del sistema, es evidente que se ve limitado por la gran cantidad de datos necesarios para que el resultado sea estadísticamente representativo, así como por la complejidad del procesado e interpretación de los mismos.

Por ello, siendo preferente calcular la firmeza de la planta mediante un detallado modelo de ECP siempre que esto sea posible, estimamos como adecuado **estimar la ECP** de la planta a través de su indicador indirecto, la **potencia media de la planta**. Esta aproximación se desarrollaba en la Propuesta de Decreto Supremo sometido a consulta en diciembre por el Ministerio de Energía y Minas.

Este procedimiento viene avalado tanto por el estudio que se mencionada en la exposición de motivos de la Propuesta de Decreto Supremo, *“Diagnóstico, Evaluación, Análisis y Propuesta para apoyar con el diseño de la NAMA de RER en Sistemas Interconectados en el Perú”* realizado por la DGEE del MEM, como por el Informe realizado por la Universidad de Chile, anteriormente referenciado (éste habla de “factor de planta promedio anual”). En el Informe se decía:

- *“Se observa que la metodología del **factor de planta promedio anual se aproxima razonablemente a los resultados obtenidos con la metodología ECP.** Para niveles de penetración renovable superiores a un cierto nivel [dependiente del sistema] el factor de planta promedio sobrestima el aporte a la suficiencia en comparación con el indicador ECP.”*

III.- Sobre la metodología de cálculo de la firmeza basada en la generación de la Central RER durante las horas punta del Sistema.

Entendiendo el método ECP como la metodología idónea, y asumiendo el factor de planta promedio como una alternativa, entendemos que es necesario trasladar en la medida de lo posible la precisión obtenida con el método ECP al modelo aproximado tomando el factor de planta. El objetivo sería que el valor de la potencia firme resultante no difiera en gran medida del valor “exacto” resultante de la metodología ECP.

El **indicador ECP incorpora explícitamente la variabilidad diaria, mensual, estacional e incluso interanual de la generación presente en el sistema eléctrico considerado**, tanto de la eólica y solar como de la hidráulica con capacidad de **almacenamiento**, elemento éste clave para que la aportación de las renovables a la cobertura de la demanda sea considerablemente mayor.

Un **sistema con capacidad de almacenamiento significativo** permite transferir energía renovable entre horas del día, entre estaciones del año e incluso entre años, si existen centrales con capacidad de almacenamiento interanual, lo que se traduce en una **menor necesidad de capacidad para cubrir el abastecimiento de la demanda en todo momento**. Con esta capacidad de almacenamiento, **no resulta necesario evaluar la aportación de las renovables a la cobertura de la demanda en las horas de**

demanda máxima o en los períodos de menor generación hidráulica o de mayor estrés para el sistema, como se indica en la Resolución.

El Informe anteriormente referido presentaba resultados muy significativos sobre la posible metodología de cálculo de la potencia firme o de suficiencia de las centrales renovables en sistemas con elevada capacidad de almacenamiento hidroeléctrico, ya que realiza un **estudio detallado ECP** para el sistema SIC-SING y considera un **escenario hidrológico adverso**².

Éste concluía que *“en un sistema con características similares al SIC-SING, incluyendo la capacidad de regulación hidroeléctrica, se muestra que [utilizando el factor de planta promedio anual] se aproxima con bajo nivel de error, el resultado de la metodología ECP hasta un nivel de 15-16% de participación de generación eólica y solar en la matriz.”*

Al disponer **el sistema eléctrico de Perú de una capacidad de almacenamiento hidroeléctrico incluso superior a la presente en el sistema SIC-SING**³, se puede extrapolar justificadamente el resultado obtenido para el sistema chileno para afirmar que el **uso del factor de planta promedio anual recogería de manera adecuada la aportación de las centrales RER de tecnología solar y eólica a la cobertura y a la seguridad del suministro del SEIN**, incluso considerando un **escenario hidrológico adverso**.

Por tanto, **el factor de planta promedio anual sería una opción real para el reconocimiento de la aportación de las renovables a la suficiencia del SEIN, complementado por la capacidad de almacenamiento hidroeléctrico del sistema.**

Por último, es conveniente realizar una consideración sobre la metodología propuesta en la Resolución, basada en la media de generación de la central RER durante las horas punta de los últimos 36 meses:

- El período de hora punta comprendería una franja entre las 18:00 y las 23:00 horas. **Se presupone, por tanto, que la firmeza que las centrales fotovoltaicas pudieran aportar sería cero o prácticamente nula** dadas las horas en que se da la radiación solar.
- Por este motivo, una medida como esta **iría en contra del objetivo planteado por el Ministerio de Energía y Minas de alcanzar, para el año 2030, un 15% de energías renovables en la matriz energética de Perú**. Esto considerando que el costo de generación de energía eléctrica mediante centrales fotovoltaicas es sustancialmente menor respecto a otras fuentes convencionales de energía.
- Por otra parte, restringir el desarrollo de la tecnología fotovoltaica mediante esta propuesta impactaría negativamente al componente de Mitigación del plan de Contribuciones Nacionalmente Determinadas relativo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Esto porque alcanzar la meta propuesta de reducir en un 20% dichas emisiones (respecto al escenario *Business as Usual*) será más difícil de alcanzar si la energía solar, en cualquiera de sus formas, no tiene una participación relevante en la matriz.
- Finalmente, el aspecto mencionado chocaría frontalmente con el objetivo global de propender por una matriz de generación de energía eléctrica sostenible en términos de diversificación,

² Para la generación hidroeléctrica se consideran los mismos supuestos utilizados para calcular la potencia de suficiencia de este tipo de centrales, es decir, **caudal afluente promedio para los dos años hidrológicos de menor energía afluente**, cota inicial de los embalses igual al promedio de los últimos 15 años. Se modeló las centrales hidroeléctricas de embalse, serie y pasada con regulación. Para las centrales de embalse, se consideró la capacidad de regulación reportada en el estudio de potencia de suficiencia del CDEC-SIC. Para las centrales hidroeléctricas de pasada con capacidad de regulación, se supuso que éstas tenían capacidad de regulación intradiaria de 12 horas.

³ Medido con el ratio entre la potencia de centrales hidráulicas con capacidad de regulación y el valor de demanda punta del sistema.

complementariedad, seguridad energética, eficiencia en costos y reducción de la huella de carbono; y con el particular de no restringir la atribución de potencia firme a ciertas unidades de generación.

Nuevamente agradecemos enormemente esta oportunidad para comentar y participar en el diseño de esta importante política pública.

En caso de requerir más información, por favor no dude en contactarnos:

Nombre: RODRIGO TERC GENI
Cargo: GERENTE M&A SUDAMÉRICA
Correo electrónico: RTERC@ACCIONA.COM

Nombre: JOSÉ MANUEL AMADO ASENJO
Cargo: GERENTE DE DESARROLLO Y M&A PERÚ
Correo electrónico: JMAMADO@ACCIONA.COM