



**COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERÚ
CONSEJO NACIONAL**

Memoria de la conferencia

LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ POSBICENTENARIO

Lima, octubre del 2021

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	2
1 INTRODUCCIÓN	3
2 VISIÓN MUNDIAL DE LA GENERACIÓN ENERGÉTICA Y SU TRANSICIÓN A ENERGÍA VERDE	5
3 PERSPECTIVAS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA AL 2026	8
3.1 EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA E INVERSIÓN PRIVADA EN INFRAESTRUCTURA.....	8
3.2 EL ROL DEL GAS NATURAL	11
3.3 EL ROL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	15
3.4 EL ROL DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	19
3.5 LA INTERMITENCIA Y LA NECESIDAD DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	20
3.6 EL ROL DE LA TRANSMISIÓN	21
4 MESA REDONDA CON LOS PANELISTAS	21
4.1 EL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO NO APROVECHADO	21
4.2 SOBRE LA ENERGÍA CARA.....	22
4.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SUR	23
4.4 COSTOS DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	23
5. CONCLUSIONES.....	26

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento resume las presentaciones y recomendaciones compartidas por los especialistas durante la conferencia “La Energía Eléctrica en el Perú posbicentenario”, organizada por el Colegio de Ingenieros del Perú (CIP), los días 20 y 21 de julio del 2021. Esta publicación tiene como objetivo aportar al planeamiento estratégico en torno a la capacidad de generación eléctrica de Perú dentro del contexto mundial y nacional.

El análisis del tema partió por comprender el panorama y la perspectiva mundial de la generación eléctrica, para luego centrarse en el caso peruano considerando para ello las alternativas tecnológicas que dispone como son: centrales hidroeléctricas, centrales térmicas a gas natural y centrales a base de energías renovables no convencionales (RER).

1 INTRODUCCIÓN

La electricidad se genera a partir de diversas fuentes, entre otras, las fuentes más utilizadas incluyen hidrocarburos—petróleo y gas natural— carbón, nuclear, hidroelectricidad, y energías renovables que incluyen la solar, la eólica y la geotérmica. Los países del G7, la Unión Europea y los países del Golfo Pérsico están tomando decisiones estratégicas que tendrán un impacto significativo en la demanda y el comercio de hidrocarburos, y en la forma en que se genera la energía eléctrica. Estados Unidos se ha convertido en un exportador neto cero de hidrocarburos gracias en parte a su revolución del *Fracking*, que le ha permitido producir más gas que nunca en su historia. Además, EE. UU. invertirá entre uno y tres billones de dólares (un billón es 10^{12} dólares) entre 2021 y 2025 para cambiar su generación de energía eléctrica a energías renovables. La gran inversión generará desafíos y oportunidades relacionados con las redes de distribución y la manufactura, que son precisamente dos de las áreas en las que las oportunidades pueden volverse relevantes para otros países interesados en aprovechar estos cambios. Con el cambio de las energías renovables de manera espectacular, la UE tiene como objetivo reducir su dependencia de la energía importada, que actualmente se acerca al 60%. Conscientes de que la reducción de la demanda de petróleo del G7 y la UE podría reducir los ingresos del gobierno en un 60% para el año 2040, los países del Golfo Pérsico ya están invirtiendo en tecnologías e infraestructura que continuarán respaldando sus economías y presencia mundial. Por lo tanto, los países, entre ellos Perú, que están tratando de averiguar qué hacer con los yacimientos y campos de petróleo y gas restantes, y cómo abordar su generación de electricidad después del 2026, deben establecer una estrategia nacional eficaz para administrar su materia prima y hacer inversiones estratégicas para adaptarse al cambio radical de generación de energía que se está produciendo. Las tres inversiones estratégicas más importantes que estos países deben realizar son: primero, educación de clase mundial en ciencias e ingeniería; segundo, educación de clase mundial en ciencias e ingeniería; tercero, educación de clase mundial en ciencias e ingeniería; y cuarto, pero no menos importante, la implementación de al menos un centro de innovación (*Innovation Hub*) por país. La materia prima del desarrollo no serán las materias primas, sino el conocimiento, la ciencia y la tecnología. Hay una característica clave en las tres prioridades principales, la educación de clase mundial.

El sector eléctrico peruano tiene un problema por resolver y es que el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) presenta una situación de sobreoferta de generación. La reserva disponible es del orden del 60% y está compuesta por dos componentes: la llamada reserva eficiente, conformada por las unidades de bajo costo variable disponibles para ser despachadas en cualquier momento, como las centrales de energías renovables no convencionales, hidroeléctricas, térmicas a gas natural y

térmicas a carbón) y, la reserva cara, conformada por centrales térmicas a petróleo residual o diésel. Las proyecciones del COES (operador del sistema interconectado nacional) indican, a través de un balance de potencia, que la reserva eficiente se consumirá el año 2026 si es que no se construyen nuevas centrales de bajo costo variable que puedan entrar en operación para ese año.

El año exacto en que esto ocurrirá puede variar, ya que dependerá de cómo evolucione el crecimiento de la demanda de energía. Una reactivación económica podría adelantar la fecha uno o dos años mientras que, en contrapartida, si no se desarrollan nuevos proyectos de inversión de alto consumo de energía, la necesidad de nuevas centrales de generación se podría retrasar al 2027 o más. Sin embargo, la conclusión es clara: en algún momento alrededor del año 2026 se requiere de nueva capacidad de generación de bajos costos variables. Este escenario mostraría un notable incremento de los costos de producción de electricidad al inicio y posteriormente, racionamientos sistemáticos.

Otro factor que se debe tomar en cuenta es que como resultado de la gran concentración de la capacidad de generación a base de gas natural en Lima, el sistema interconectado está geográficamente desequilibrado, ya que tanto el sur como el norte del país son deficitarios en capacidad local de generación y dependen de la importación de energía a través de varias líneas de transmisión. Esto tiene dos implicancias: a) la confiabilidad del suministro en estas dos zonas depende del nivel de confianza de las líneas de transmisión y; b) no es razonable seguir incrementando la capacidad de generación eficiente en el centro del país y construyendo más líneas de transmisión.

Definido el problema, para disponer de una nueva capacidad de generación de bajos costos variables oportunamente, se planteó analizar las alternativas tecnológicas de las que dispone el país para conseguir este desarrollo. Estas son: centrales hidroeléctricas; centrales térmicas a gas natural y centrales a base de energías renovables no convencionales (RER). No se consideraron como alternativas viables a las centrales térmicas que quemen petróleo o carbón por sus altos costos variables y producción de gases de efecto invernadero respectivamente.

2 Visión mundial de la generación energética y su transición a energía verde¹

Julio C. Guerrero Ph.D.

Una de las principales fuentes de generación energética en el mundo actual es el petróleo. La demanda, producción y comercio de este recurso impacta de manera significativa a nivel mundial especialmente en el sector energético. El Grupo de los Siete (G-7), la Unión Europea, el Golfo Pérsico y el mundo entero se encuentran en constante análisis del presente y futuro de este hidrocarburo.

A nivel mundial, su producción es liderada por los países de Medio Oriente, quienes son capaces de producir casi 20 millones de barriles por día. En comparación, el volumen de la producción petrolera peruana diaria es solo 0.6% de lo que Saudi Aramco, compañía petrolera estatal de Arabia Saudita y la más grande en el mundo, produce diariamente.

Con respecto al panorama petrolero de EE.UU., país miembro del G-7, este se logró posicionar como productor y exportador neto de petróleo en el año 2020; además, consiguió que su tasa de importación de petróleo sea la más baja desde 1991 (Figura 1). Este último factor resulta mucho más significativo considerando que, en los últimos años, Canadá se ha convertido en su principal fuente de importación de este recurso, dejando de lado a la OPEC y al Golfo Pérsico. Esta situación es de suma importancia debido a su repercusión no solo económica, industrial e ingenieril, sino que también por su gran impacto geopolítico.

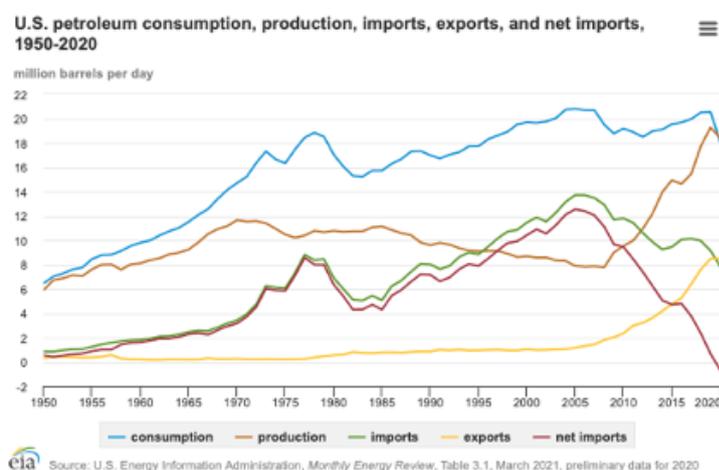


Figura 1 Petróleo en EE.UU.” Consumo, producción, importación, exportación, e importación neta entre 1950 y 2020

¹Biden, J., “Biden Announces \$2 Trillion Climate Plan” The New York Times, February 1, 2021, <https://www.nytimes.com/2020/07/14/us/politics/biden-climate-plan.html>

Biden, J., “Biden’s Intelligence Director Vows to Put Climate at ‘Center’ of Foreign Policy” The New York Times, May 10, 2021, <https://www.nytimes.com/live/2021/04/22/us/biden-earth-day-climate-summit>

] Guerrero, J., “Innovation Hubs-Making them work requires experts” Cambridge Research and Technology L.L.C., July 10, 2021 <https://crativ1.com/2021/07/10/innovation-hubs-making-them-work-requires-experts/>

Gran parte del éxito estadounidense es gracias a la llamada “Revolución del Gas” y el *Fracking*; este último, es el método con el que lograron desplazar la generación con carbón reemplazándola por la generación con gas natural. Esta situación le ha permitido obtener, al gas natural, un protagonismo del 40% en los más de 4 billones² de KWh que en total se produjeron en el 2020 en EE.UU. La trascendencia de este logro radica en que hasta hace unos años el gas natural tenía casi nula relevancia en la matriz energética de EE.UU.

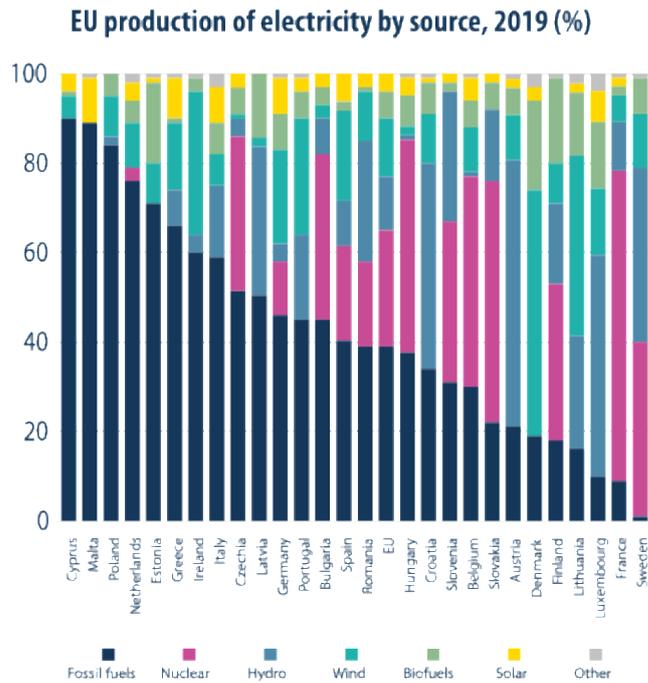
Al gas natural se le suma la energía nuclear, cuyo desarrollo se ha mantenido más o menos consistente a lo largo del tiempo, y también las energías renovables, que están a punto de alcanzar en magnitud a la generación con fuentes nucleares. Sobre el desarrollo de las diversas fuentes consideradas como renovables, se puede observar que la generación hidroeléctrica es la más consistente en el tiempo, por otro lado, la energía eólica se encuentra muy cerca de alcanzar a la energía hidroeléctrica y finalmente, la energía geotérmica es la que menor crecimiento ha presentado a través del tiempo.

Por su parte, Europa produce el 39% de su propia energía, mientras que el resto la importa; su matriz energética aún es dependiente y dominada por el petróleo y, en cuanto al gas, este también juega un rol importante dentro de la generación de energía. Aunque el uso de energía renovable en producción energética es considerable, está aún no logra posicionarse como su principal fuente, pero cada vez se acerca al nivel porcentual de la energía producida con hidrocarburos. Otro punto que destacar es que los países europeos tienen una distribución de fuentes energéticas no uniforme, por ejemplo, casi toda la generación eléctrica en Chipre está basada en hidrocarburos, mientras que en Francia predomina la energía nuclear (Figura 2).

El avance mundial de las energías renovables significa también un mundo con menor consumo de hidrocarburos, consecuentemente, el Medio Oriente se vería muy afectado. Las proyecciones indican que Irak y Arabia Saudita serían los países más impactados, los cuales perderían hasta 90% y 70%, respectivamente, de sus ingresos por hidrocarburos, en un futuro con energías más verdes. A ese factor se le suma el aumento de la demanda energética con el paso del tiempo; ambos retos se planean combatir en conjunto con inversión en energías renovables. Kuwait, por ejemplo, se ha puesto uno de los objetivos más ambiciosos de los países del Golfo Pérsico, que es el de tener el 15% de su generación eléctrica en base a fuentes renovables para el 2030; mientras que, Emiratos Árabes Unidos en el 2017 invirtió más de 6000 millones de dólares en proyectos de energía renovable.

En cuanto al sector energético peruano, la generación está distribuida principalmente entre el sector hidroeléctrico y el gas natural, y con pequeñas participaciones de energías renovables (esencialmente energía solar y eólica).

² 1 trillón = 10¹². Esta equivalencia referencia al sistema estadounidense, el cual, utiliza la escala corta. No confundir con la escala larga correspondiente a la hispanohablante donde el trillón equivale a 10¹⁸.



Fossil fuels include coal, gas and oil products.
 Biofuels include solid (e.g. wood), liquid (e.g. biodiesel) and gaseous (e.g. biogas) biofuels.
 Other includes electricity from geothermal, non-renewable waste, heat from chemical sources and other sources.

eurostat

Figura 2 Generación de electricidad vs. Fuente, en Europa y por país en porcentajes

Todo este cambio en las fuentes de energía va a tener que estimularse a nivel mundial mediante grandes saltos tecnológicos que abrirán puertas hacia nuevas oportunidades. La tecnología actual permitirá cumplir con los objetivos al 2030; sin embargo, para los objetivos mundiales hacia el 2050 tendremos que desarrollar tecnologías que hoy en día aún no están disponibles.

El ecosistema ideal para alcanzar el desarrollo tecnológico esperado hacia el futuro debe ser más o menos como el *Innovation Hub* que se ha desarrollado alrededor del MIT³, donde las grandes compañías que son parte de este entorno de innovación estimulan el crecimiento

y la velocidad con la que se producen las innovaciones tecnológicas. Este tipo de ecosistemas está conformado por compañías de diversos rubros (petrolero, farmacéutico, tecnologías de la información, etc.), permitiendo así la convergencia de diferentes disciplinas, cuyo objetivo común es: alcanzar de forma acelerada el desarrollo de tecnología de punta. Este entorno, no solo estimula grandes inversiones y colaboraciones en proyectos internacionales; sino que también, contribuye a que la academia, a través de la investigación, se involucre en soluciones de impacto global.

Uno de los roles determinantes en el desarrollo tecnológico es la inversión. EE. UU. ha entendido esto mejor que nadie y, en su afán de reenfocarse en las energías renovables, se ha propuesto invertir 1 billón de dólares en los próximos cinco años, cuyo financiamiento se encuentra sustentado, principalmente, en el incremento del impuesto corporativo y respaldado en su PBI, el cual supera los 20 billones de dólares. Adicionalmente, desde la Casa Blanca se ha anunciado que se trabajará en la modernización y expansión de la Red Eléctrica para evitar futuros congestionamientos con el ingreso de las nuevas fuentes de energía.

³ Massachusetts Institute of Technology

Por si fuera poco, desde el Departamento de Energía de EE.UU. se está estimulando la innovación mediante un fondo de 3.25 miles de millones de dólares cuya finalidad es financiar iniciativas que desarrollen tecnología en transmisión energética. A esto se le suman 5 mil millones de dólares destinados a préstamos para proyectos en el mismo rubro. Se calcula que se generarán cientos de miles de megavatios (MV) y millones de puestos de trabajo como resultado de esta suma de esfuerzos. En consecuencia, habrá un impacto considerable en cómo la energía es generada y consumida, se espera un desarrollo económico muy positivo y, dentro de todos estos avances tecnológicos, la educación interpretará un papel protagónico.

Otro de los sectores que ha recibido grandes cantidades de dinero es el de la electromovilidad, en el cual, EE. UU. está invirtiendo para poder estimular su producción, abaratar costos y desarrollar tecnología de almacenamiento de energía. Se espera que su impacto involucre también a Sudamérica, puesto que, las grandes compañías están poniendo sus ojos sobre los países sudamericanos para abastecerse de litio, mineral que es pieza clave en la fabricación de baterías de los vehículos eléctricos. Bajo este panorama, la estrategia de Perú para los próximos diez años debe de enfocarse en estimular grandes inversiones en energías renovables y la descarbonización, crear oportunidades en el marco de la nueva economía energética complementando tanto al G-7 como a EE.UU., repensar el reto de la exploración y producción de hidrocarburos y, primordialmente, en educación, educación y más educación de primera categoría; puesto que, todo lo expuesto anteriormente es, en esencia, consecuencia de una educación de alta calidad en ciencia e ingeniería.

3 Perspectivas para la Generación Eléctrica al 2026

3.1 El sistema de transmisión eléctrica e inversión privada en infraestructura

Rafael Ugaz Vallenos MSc.

El desarrollo de los sistemas de transmisión eléctrica e infraestructura en el país es uno de los ejes principales mediante el cual se puede alcanzar las metas que el Perú se ha propuesto en torno a su desarrollo energético. Los proyectos más importantes del país tienen a ProInversión como uno de sus agentes principales; este organismo técnico especializado, adscrito al MEF, está encargado de promover la inversión privada mediante Asociaciones Público-Privadas (APP), proyectos en activos y obras por impuestos.



Figura 3 Evolución de las inversiones ejecutadas en el sector eléctrico por empresa estatal y privada 2001 - 2019

La participación de ProInversión en el proceso de las Asociaciones Público-Privadas (APP) está enfocada principalmente en el diseño financiero, legal y concursal para los distintos proyectos de relevancia nacional. Este mecanismo (APP), que tiene como finalidad impulsar el involucramiento del sector privado en el desarrollo de proyectos, permite que tecnología e innovación ingresen al país, se aumente la competitividad y el acceso a cadenas logísticas, se diversifique la economía, se complementen las capacidades del sector

público para satisfacer la demanda de infraestructura, entre otros beneficios.

La forma en que funcionan actualmente las APP, es el resultado de la evolución de su marco normativo basado en el D.L. N.º 1362, cuyo enfoque es el fortalecimiento del sistema mediante el seguimiento y acompañamiento de proyectos, poner a cargo de la gestión de los proyectos a órganos especializados, la verificación de contingencias fiscales y el diálogo competitivo. Esta transformación, a través del tiempo, le ha permitido consolidarse como un órgano mucho más estructurado y cuya labor se enfoca primordialmente en las etapas más tempranas de los proyectos para evitar futuras dificultades en el desarrollo de los mismos.

La participación de las APP en infraestructura de transmisión eléctrica es posible gracias al “Plan de Transmisión”, el cual usa una metodología rigurosa para evaluar las inversiones bajo incertidumbre, en base a criterios económicos y de confiabilidad (valor presente de costos y racionamiento, despacho no económico, potencia con redundancia) en múltiples escenarios futuros. Dentro del plan se establece que los proyectos se podrán encargar a ProInversión para su adjudicación como concesión en un horizonte de 30 años. Adicionalmente, detalla que el MINEM puede encargar a ProInversión la licitación de proyectos del “Plan de Inversiones en Transmisión” (PIT) de las distribuidoras.

La estructura de los proyectos de transmisión cuenta con las siguientes características: son remunerados una vez definidas las necesidades de inversión, la remuneración al ganador de la licitación solo se da una vez que el proyecto entra en servicio, los costos de inversión, operación y mantenimiento son convertidos en pagos anuales con la tasa de actualización del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, son “autofinanciados” sin garantías por partes del Estado y el postor ganador es el que asume los riesgos (diseño, financiamiento, construcción, compras de terrenos y otros).

Las APP, aplicadas a los proyectos de transmisión eléctrica, funcionan bastante bien y prueba de ello se han obtenido los siguientes resultados: se adjudicaron 27 proyectos con inversiones que superan los 3000 millones de dólares, se lograron atraer a nuevos inversionistas y se generaron espacios altamente competitivos que propiciaron que las ofertas se ubiquen por debajo de los valores máximos de los costos previstos de manera consistente.

Como parte de los resultados, las inversiones en el sector eléctrico pasaron de ser solamente estatales (hasta el 2002), a convertirse fundamentalmente en privadas y, además, con montos de inversión acumulados superiores a los 3200 millones de dólares hasta el 2019, (Figura 3). Asimismo se ha logrado un avance significativo en el promedio de postes. En los últimos cuatro años, se obtuvieron entre cuatro y seis postes en promedio por año; esto se traduce en ofertas con costos bastantes apretados. En cuanto al crecimiento de la longitud de las líneas de transmisión entre 2001 y 2019, se aprecia un crecimiento sostenido de las líneas de transmisión de alta y muy alta tensión con una tasa de crecimiento promedio del 4%, además cabe destacar que a partir del año 2021 se generará el ingreso de líneas de transmisión de 500 kV, (Figura 4). Todos estos avances han permitido tener un sistema interconectado tipo malla, que es mucho más robusto y más confiable.

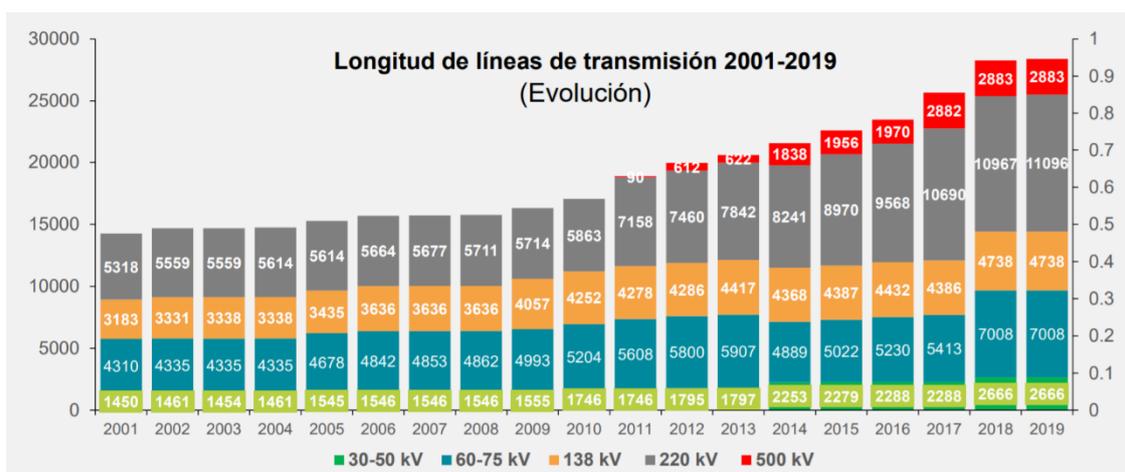


Figura 4 Longitud de líneas de transmisión 2001-2019

El último encargo por parte del MINEM a ProInversión incluye ocho proyectos con inversiones asociadas mayores a 900 millones de dólares y con fechas requeridas para inicio de operaciones bastante ajustadas. De estos proyectos, destacan: el Proyecto Enlace 500kV Huánuco-Tocache-Trujillo, de ampliaciones y subestaciones asociadas, con una inversión estimada de 486.3 millones de dólares y el Proyecto Enlace 500kV Celendín-Piura, de ampliaciones y subestaciones asociadas, con una inversión estimada de 233.8 millones de dólares.

Uno de los principales retos que se espera superar para mejorar el mecanismo de las APP está enfocado en el mejoramiento del marco normativo, el cual actualmente está centrado en una rigurosa

planificación y análisis técnico. El sector eléctrico maneja estos parámetros casi a la perfección desde la incubación de sus proyectos, por lo que, aplicar lo que el marco normativo establece, solo termina concentrando esfuerzos en criterios que ya han sido previamente analizados con mucha minuciosidad y rigor técnico. En consecuencia, esto termina restando celeridad a la ejecución de los proyectos.

El mecanismo de APP y el sistema de inversión privada en transmisión han impactado positivamente en la competitividad de los procesos y genera inversiones de miles de millones de dólares. La estructuración de estos proyectos permite transferir riesgos y generar incentivos para que el concesionario pueda invertir y desarrollar la infraestructura para el SEIN. Dentro de todos los sectores con los que ProInversión trabaja, el sector eléctrico es uno de los que mejor planificación y estructuración tiene y cuyos proyectos siempre cumplen con los niveles de servicio esperado. Todos estos elementos terminan posicionando al sector eléctrico y a los sistemas de transmisión como modelo para otros sectores de infraestructura en el país.

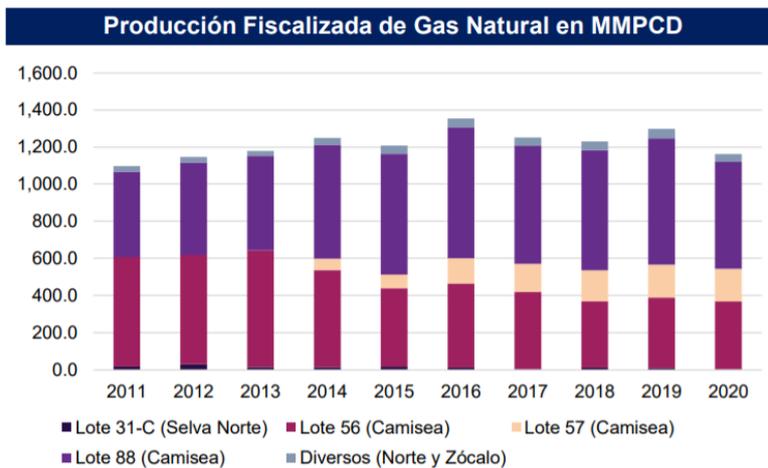
3.2 El Rol del Gas Natural

Ing. Irwin Frisancho Triveno

Un porcentaje considerable de la matriz de generación energética peruana lo abarca el gas natural. Este recurso, en gran parte, proviene de los lotes 88, 56 y 57 asociados al yacimiento de Camisea, (Figura 5), los mismos que, en conjunto, concentran el 96% de las reservas de gas natural del Perú. Camisea ha tenido un impacto significativo para la generación energética, pues se estima que su ingreso ha proporcionado un ahorro de más 10 000 millones de dólares de costos de operación.

En los años noventa, la generación eléctrica estaba dominada por centrales hidroeléctricas y centrales complementarias que operaban a diésel. El ingreso de Camisea ha permitido cubrir hasta el 50% de la demanda energética con gas natural; a este gran avance se le suma el ingreso de las tecnologías RER a partir del 2012. Con la suma de estos esfuerzos se ha alcanzado a triplicar la producción eléctrica en los últimos veinte años, la misma que, en el año 2020 ha llegado a alcanzar casi los 50 mil GWh.

Los más de 25 mil millones de dólares que se vienen invirtiendo desde 1995 en el sector eléctrico y los avances en la regulación del mismo, con la Ley de Concesiones Eléctricas, han permitido que, hasta el 2018, el 97% de los peruanos cuenten con suministro eléctrico y que la electrificación rural alcance el 85% aproximadamente. Estas cifras muestran un crecimiento del 40% y 75% en electrificación total nacional y electrificación rural, respectivamente. Actualmente, se vienen haciendo grandes esfuerzos para alcanzar el desarrollo que aún hace falta, especialmente en las zonas rurales.



Fuente: Estadística Anual de Hidrocarburos 2020, Perúpetro.

Figura 5 Producción Fiscalizada de Gas Natural en MMPCD

La generación eléctrica peruana se caracteriza por ser poco contaminante. Según Global Carbon Atlas, el Perú produce un equivalente al 0.15% de las emisiones de CO₂ a nivel mundial. De esta cifra, que representa 55 millones de toneladas de CO₂, menos del 5% es producto de la generación energética nacional, lo que indica que la producción de emisiones es un tema que no debería de concentrarse específicamente en este sector.

Toda la energía que se produce en el Perú se genera a partir de fuentes limpias y amigables con el medioambiente. En el 2020, el 65.5% de la energía producida en el SEIN tuvo como fuente a las energías renovables; se caracterizó por estar dominada por fuentes hidráulicas y complementada por recursos como el solar, eólico, biogás y bagazo. En tanto que el 34.4% se produjo a base de gas natural, hidrocarburo considerado como uno de los que menor potencial de emisiones contaminantes tiene. Prácticamente, no se cuenta con generación con diésel o carbón, salvo cuando se necesitan hacer pruebas de disponibilidad y, mientras tanto, se tienen como fuentes de reserva en caso surjan fallas importantes en el sistema o se requiera hacer un mantenimiento bastante importante. Esto revela que se cuenta con reservas de energía bastantes importantes que permitirían mantener el suministro de energía durante mantenimientos de gran tamaño o condiciones de sequía extrema.

Las centrales RER en los últimos años han bajado mucho su precio y han mejorado su eficiencia; esto les ha permitido aumentar considerablemente su competitividad; en consecuencia, pueden prescindir de subsidios para poder desarrollarse. Se espera que en los próximos años estas centrales ingresen de manera importante en el país y lleguen a competir entre las distintas tecnologías para poder definir cuál es la mejor alternativa para abastecer la demanda del sistema.

Al día de hoy, la generación solar fotovoltaica y la eólica han alcanzado madurez tecnológica y competitividad económica; muestra de ello es que pasó de 221.1 US\$/MWh a 48.1 US\$/MWh entre la primera y la cuarta subasta de energías renovables. Por su parte, la generación eólica pasó de 80.4

US\$/MWh en la primera subasta a 37.7 US\$/MWh en la cuarta subasta. Se espera que en el futuro estas cifras lleguen a disminuir aún mucho más. Además de los aspectos económicos, hay que tener en cuenta también los aspectos técnicos que están involucrados en la facilitación de este tipo de energías.

Se conoce que las energías eólica y solar son muy volátiles, de ahí que requieran una adecuada regulación de frecuencia que permita sostener la variabilidad de este tipo de centrales. Adicionalmente, se requiere regulación de tensión, especialmente en las zonas donde las RER puedan desplazar la generación convencional y también se debe tener en cuenta que las RER no entregan la robustez al sistema que las centrales convencionales sí brindan. Otro punto importante a considerar es que pueden surgir problemas de congestión de transmisión en determinadas zonas del SEIN a causa del ingreso masivo de centrales RER en zonas alejadas del sistema; especialmente, en las que hay mayor disponibilidad de energía eólica y solar.

Otro desafío importante a enfrentar es el problema de abastecimiento para la zona sur del país. Por el lado de la generación se cuenta con 2 951 MW de potencia efectiva; mientras que, por el lado de la demanda, su máximo registro en el año fue de 1 742MW. Se espera que la tendencia en los próximos años sea creciente, no solo debido a la demanda vegetativa en la zona, sino también a la demanda asociada a proyectos de inversión bastantes grandes que están en proceso de desarrollo.

Para abastecer el crecimiento de la demanda se cuentan con 3 tipos de alternativas. La primera no considera el uso de gas en el sur y se subdivide en tres propuestas. En primer lugar, se encuentran los proyectos hidroeléctricos; estos brindan confiabilidad y seguridad, pero requieren de alto costo de inversión y mucho tiempo de planificación y construcción. En segundo lugar, se encuentran los proyectos renovables solares, los cuales son económicamente competitivos; sin embargo, son intermitentes en la noche, lo que no les permitiría abastecer adecuadamente en horas puntas. En tercer lugar, se encuentra la generación geotérmica y la termosolar, las cuales requieren de inversiones muy costosas, motivo por el cual no son competitivas frente a otras tecnologías.

La segunda alternativa considera el empleo de gas, es decir, conversión a gas del Nodo Energético y las reservas frías. Dentro de esta alternativa se manejan las siguientes posibilidades: gasoducto por la sierra, gasoducto por la costa y regasificación de GNL. La ventaja de esta propuesta es que ya hay centrales en el Nodo Energético del Sur (NES) y las reservas frías pueden operar con gas natural. Se calcula que existen más de 1800 MW instalados y listos para operar con gas natural.

La tercera y última alternativa tiene en cuenta proyectos de transmisión. Actualmente, se tienen tres líneas que interconectan el centro con el sur del país con una capacidad nominal total de un poco más de 2600 MVA. Sin embargo, las condiciones de las líneas de transmisión ya existentes sólo terminarían limitando a las nuevas para mantener la estabilidad de la red o para evitar el colapso de la misma. Con todas estas alternativas, lo único que hace falta es saber tomar decisiones.

En un panorama más global, el sector eléctrico tiene que afrontar los siguientes retos: definir la construcción del Gasoducto Sur Peruano, aumentar la penetración de los RER -definiendo su esquema de participación y teniendo en cuenta los servicios complementarios, el almacenamiento de energía, el desarrollo de la electromovilidad, las redes inteligentes y la transformación digital y, finalmente, la generación distribuida. Es importante hacer énfasis en que para dar solución a las problemáticas de abastecimiento de la demanda no solo se cuenta con el gas natural, que de por sí es de gran relevancia, sino que también se cuenta con gran variedad de recursos a nivel nacional.

Ing. César Butrón Fernández

En este caso, existe una alternativa inmediata que tiene todas las inversiones hechas en la parte de generación, como es el Nudo Energético del Sur, conformado por dos centrales térmicas que suman 1500 MW, licitadas por el Estado Peruano para ser instaladas en el sur el país con la obligación contractual de equiparlas con unidades de combustible dual de manera que puedan operar con petróleo diésel hasta que se disponga de gas natural en el sur del país, en cuyo momento, deberán utilizar este combustible obligatoriamente. Si se optara por esta alternativa y dado que el contrato de concesión con el Estado peruano obliga a éste a asegurar que el precio total del gas natural a ser suministrado sea el mismo que en el centro del país, se dispondría de 1500 MW de generación eficiente que bastarían para atender las necesidades del país hasta el año 2032.

La contrapartida es que se requiere que el gas natural llegue al sur. Dado el volumen de consumo de estas dos centrales, la alternativa de llevarlo en camiones no es viable. Quedan solamente las siguientes alternativas: a) el SIT Gas (Sistema Integrado de Gas), un gasoducto que atravesaría la zona de sierra hasta llegar a la costa; b) un gasoducto por la costa extendiendo hasta Ilo y Mollendo, el gasoducto que en la actualidad llega hasta Marcona en el departamento de Ica y; c) llevar GNL en barcos a los puertos del sur. En cualquiera de estas alternativas, la inversión requerida es muy alta y además, dado el compromiso del Estado peruano a través de los contratos de concesión del Nudo Energético del Sur en el sentido que el gas puesto en el sur tendrá el mismo precio que en Lima, necesariamente requiere un esquema de subsidios. Todos estos temas tendrían que resolverse de inmediato a fin de dar tiempo a la construcción del proyecto elegido para que llegue a tiempo cuando el sistema eléctrico lo requiera. Se debe resolver además la asignación de pago de estos costos y subsidios.

3.3 El Rol de las Energías Renovables

Ing. Katerina Villacorta Gonzales

El cambio climático ha tenido gran impacto a nivel mundial. En el sector comercial, por ejemplo, una notable muestra de este impacto es la decisión de las RE-100 para la conversión en su totalidad a energía renovable de sus propios suministros eléctricos. Este conglomerado empresarial consume el equivalente al consumo eléctrico de Perú, Chile y Colombia juntos. La tendencia a renovable ha ingresado con mucha fuerza y es algo a lo que Perú no debe de ser ajeno si quiere agregar valor a su sistema productivo.

En el año 2017, la capacidad renovable ocupaba un 33% de la capacidad instalada a nivel mundial. Se espera que esta cifra alcance un 47% para el 2030 y un 53% para el 2040. Se proyecta que el 77% de la generación adicional instalada que ingrese entre 2020 y 2030 sería renovable. Esta transición energética está guiada bajo tres *drivers* que se describen a continuación.

El primer *driver* está basado en las decisiones económicas. El costo de la energía renovable con el paso del tiempo ha ido disminuyendo. Se proyecta que para el 2025 la energía solar será más barata que el gas y el carbón; asimismo, se espera que para el 2030 la eólica también entre en este rango. La facilidad con la que esta tecnología se pueda desarrollar es el segundo *driver*; esto las convierte en soluciones útiles para resolver problemas inmediatos. Los proyectos eólicos o solares pueden estar listos en un periodo de tiempo promedio de entre ocho a doce meses (un ejemplo de ello es la Central Solar Fotovoltaica Rubí, que se logró construir en solo trece meses, alcanzando una instalación de casi 33 MW por mes), representando una gran ventaja por sobre otros tipos de fuentes de generación.

El tercer *driver* abarca el tema ambiental. Uno de los acuerdos a los que se llegó en el 2015 en la COP21 fue el de mantener el incremento de la temperatura mundial por debajo de los 2°C, con esfuerzos para mantenerse en 1.5°C, con el objetivo de evitar catástrofes ambientales. Sin embargo, con las políticas actuales y con los nuevos compromisos se alcanzaría al menos un incremento de 2.5 °C. Cada esfuerzo es importante para alcanzar las metas trazadas, y la transición energética será un aporte fundamental a pesar de que se considera que el Perú ya cuenta con una matriz energética limpia.

En términos económicos y técnicos, la tecnología solar ha disminuido drásticamente su costo del 2010 al 2019 (un 88% aproximadamente) y seguirá con esta tendencia en los próximos años. En cuanto a la eficiencia, esta ha crecido del 19% al 22.5% entre 2012 y 2020, mientras que el *power rating* de los módulos ha crecido de 300 W a 460 W; sin embargo, ya se ven en el mercado módulos de hasta 600 W. A ello se le suma la tecnología bifacial, que permite aprovechar el reflejo del suelo, aportando considerablemente en la eficiencia. En cuanto a la tecnología eólica, esta ha tenido una disminución de su costo de un 54% entre 2010 y 2019; además, ha evolucionado el tamaño de las turbinas y las alturas de buje ya alcanzan un tamaño de 100 metros.

Lograr un 100% de energías renovable y tener un mundo descarbonizado, es posible, pero requiere de tres puntos principales: electrificación para sustituir otras energías, inversiones en redes e infraestructura y aumentar proporcionalmente soluciones con flexibilidad de almacenamiento. Esta transición además debe de pasar por diferentes fases y considerar la participación de diversos actores en diversos sectores.

La evolución del almacenamiento energético, parte importante en la tecnología RER, ha impactado con un descenso importante en sus costos del 2016 al 2020. En solo cuatro años el 47% de los costos de las baterías de uso intensivo de energía ha disminuido y se espera que disminuya un 47% más en los próximos 10 años. Por su parte, los precios de las baterías usadas para servicios complementarios (*ancillary service*) han disminuido en 34% en los últimos cuatro años y se espera que disminuyan un 44% en los próximos diez años, debido a factores como mejoras tecnológicas, producción a gran escala y competencia entre los productores.

Como parte de la innovación se encuentra el almacenamiento a largo plazo con energía gravitacional, este tiene la misma dinámica que las plantas hidro de bombeo y consiste en llevarla a lugares altos usando energía sobrante (por ejemplo, la del sol en el día), y soltarla en las horas que se requiera. EGP y Energy Vault, desarrolladores de esta innovación, fabrican los bloques para producir esta energía de almacenamiento gravitacional con el material de las palas de los parques eólicos. Asimismo, a través de una colaboración con ENEL PERU, la cual se encuentra en desmantelamiento, se pudo encontrar una forma sostenible de reciclaje y un mecanismo de economía circular.

Afortunadamente, el Perú cuenta con recursos solares y eólicos. El primero de estos tiene alto potencial de aprovechamiento en el sur debido a que esta región cuenta con el mayor nivel de radiación a nivel nacional. Por el lado, eólico, ya que toda la costa y la sierra norte-central son zonas que cuentan con vientos superiores a los 8 m/s, lo que se traduce en centrales eólicas con factores de planta de casi el 55%. Y por si fuera poco, ambos recursos se encuentran ubicados en terrenos que son mayormente zonas eriazas, es decir, su aplicación no afectaría a población ni vegetación alguna. Estos factores permitieron que actualmente se tengan 25 GW en proyectos en etapa de estudios, de los cuales se tienen 13 GW en proyectos solares y 12 GW en proyectos eólicos, (Figura 6).



Figura 6 Proyectos eólicos y solares identificados en el Perú

En el Perú, gran parte de la energía se genera en el centro del país y en su mayoría se distribuye hacia el sur y al norte. Esto ha generado una dependencia del suministro eléctrico, especialmente por parte del sur, del gas natural, por lo que se ha vuelto una prioridad la diversificación geográfica en el sector de generación y las energías renovables se han convertido en una alternativa competitiva para hacerla posible.

Con miras a un futuro más renovable, ENEL PERU impulsó la Hoja de Ruta de Transición Energética: “Hacia un Perú libre de emisiones 2020-2050”. Este estudio, contempla una transformación integral del sector energético peruano e involucra al sector eléctrico y no eléctrico; su objetivo es tener una visión a largo y mediano plazo, y además hace un análisis costo-beneficio de los escenarios posibles de la transición. El modelo adoptado en el estudio incluye diferentes medidas de mitigación, las cuales, por su complejidad e interrelación, se dividieron en 4 vectores de descarbonización.

El primer vector está enfocado en una matriz eléctrica libre de emisiones, el cual incluye una fuerte penetración de energías renovables, la necesidad de administrar la gestión de picos de la demanda a través de su gestión activa y, además, utiliza como respaldo la flexibilidad del gas y la participación de tecnologías de almacenamiento. El otro vector está enfocado en las redes y digitalización. El estudio incluye un sistema robusto y flexible, capaz de adaptarse al incremento de energías renovables, contempla nuevas inversiones para acceder a zonas con potencial para desarrollarlas y plantea aumentar la confiabilidad del sistema y medidores inteligentes para permitir la activa gestión de la demanda.

Un tercer vector es la electrificación y la eficiencia energética; éste busca un aumento de la eficiencia energética en todos los sectores y la electrificación de los mismos, especialmente el del transporte, a través de los vehículos eléctricos. El último vector se enfoca en los modos de producción sustentable tanto en ganadería como en usos de tierra.

Es importante mencionar que la alta penetración de estas energías renovables requiere importantes inversiones en la red y para llegar al escenario *Green Development* (carbono neutralidad al 2050) se

requieren 9500 kilómetros de líneas de transmisión para despachar la capacidad adicional de renovables y en el cual ya se tiene considerada la interconexión con Ecuador. Como resultado del análisis se obtuvo que la matriz de generación eléctrica debería alcanzar un nivel renovable total (eólico más solar) del 22% al 2030 y un 52% al 2050, en términos de generación eléctrica, en el escenario *Green Development*. En el mismo escenario, la capacidad instalada debería alcanzar un nivel renovable total del 32% al 2030 y un 58% al 2050. El estudio también posiciona a este escenario como el más económico.

Además de los resultados, el estudio ofrece las siguientes recomendaciones específicas para la generación eléctrica: a) acelerar la transición energética a una matriz energética sin emisiones, b) implementar el almacenamiento de energía para potenciar los beneficios y usos de las renovables no convencionales en el sistema, c) promover la integración energética con los países limítrofes y d) desarrollar una regulación que incentive las inversiones necesarias en redes. Como recomendaciones más generales: propone fomentar la movilidad eléctrica en el transporte ligero, acelerar la implementación de medidores inteligentes, diseñar una estructura tarifaria que represente precios adecuados para impulsar una respuesta activa de la demanda e introducir una regulación específica para desarrollar una señal de precio efectiva del coste de las emisiones.

Por último, se puede concluir que la descarbonización de la matriz energética es económicamente rentable, atrae inversiones y genera empleo. En los próximos años se espera una fuerte penetración de energías renovables, con reducción de costos en tecnologías, lo que requerirá de la gestión activa de la demanda utilizando como respaldo la flexibilidad del gas y aumentando la participación de tecnologías de almacenamiento. Para sostener la transición energética, el fortalecimiento de las redes y la digitalización serán la piedra angular.

Ing. César Butrón Fernández

En este caso se consideran como alternativas viables solamente las centrales solares fotovoltaicas y eólicas por sus costos competitivos y cortos tiempos de desarrollo. No se toman en cuenta otras tecnologías como, geotérmica o biomasa por sus elevados costos y largo tiempo de desarrollo en el caso de la geotérmica.

Existe suficiente recurso eólico en la zona norte del país y al sur de Lima hasta la región Ica, mas no en la zona sur de Arequipa, Moquegua y Tacna. En contrapartida, el potencial solar en esta última zona es muy alto, segundo detrás de uno de los mejores del mundo, que es el norte de Chile. Esto llevaría a un desarrollo fotovoltaico en el sur y eólico en el norte y sur de Lima.

Los tiempos de desarrollo de estos proyectos son los adecuados para llegar tranquilamente para el 2026 con suficiente capacidad instalada. Sin embargo, hay dos problemas a resolver: el primero es el

modelo de remuneración de la inversión en estas centrales y el segundo es la variabilidad o intermitencia de estas fuentes renovables por naturaleza.

En el caso del modelo de remuneración de la inversión, el consenso es que los precios de estas tecnologías han bajado tanto y el recurso es lo suficientemente bueno como para que no requieran de esquemas de subsidios, como ha venido ocurriendo con todas las centrales de este tipo que se han construido en el país o están en construcción. Por tanto, se descarta continuar con el esquema de subastas, desarrollado al amparo del D.L. 1002, que aseguraba ingresos garantizados por veinte años a este tipo de centrales, sin tener que competir con las tecnologías existentes mediante subsidios, que son cargados directamente al precio al consumidor final, pagado por consumidores domésticos y grandes clientes.

Se supone entonces que estos proyectos debieran conseguir el financiamiento requerido apoyándose en contratos de suministro de energía de mediano plazo con distribuidoras o grandes clientes en competencia con las otras tecnologías. Para esto, hay que resolver dos problemas regulatorios que dejan en desventaja a las centrales solares fotovoltaicas: al no reconocerles potencia firme, no pueden suscribir contratos con los consumidores finales a menos que compren potencia firme de las centrales convencionales existentes, lo cual las haría menos competitivas; y, en el caso de las licitaciones de las distribuidoras, se tendría que cambiar la regulación para que las ofertas puedan ser por bloques horarios, en lugar de tener que cubrir obligatoriamente las 24 horas, como es en la actualidad.

3.4 El rol de las Centrales Hidroeléctricas

Ing. César Butrón Fernández

Este tipo de centrales presenta muchas ventajas: son renovables, son limpias, no consumen agua, sola la usan y la devuelven, tienen un tiempo de vida útil muy largo, su capacidad de almacenamiento de agua le permite brindar servicios de regulación al sistema eléctrico y por tanto aporta flexibilidad y, además, presentan externalidades positivas, pues permite regular el agua para consumo humano y agricultura, evitando que se pierda en el mar durante la temporada de lluvias.

Sin embargo, es una alternativa que los inversionistas no están tomando en cuenta. Las razones son: tiempos de desarrollo demasiado largos, elevada necesidad de inversión inicial, impacto de las represas en el ambiente, fuerte oposición social y ambiental. El resultado es que requiere de precios de venta de electricidad que terminan siendo muy altos comparados con las otras dos alternativas. Simplemente, ya no resultan competitivas.

3.5 La Intermitencia y la Necesidad de los Servicios Complementarios

Ing. César Butrón Fernández

Una característica esencial en cualquier sistema eléctrico es que la generación y la demanda deben ser exactamente iguales en magnitud a cada momento. Cualquier desbalance hacia cualquier lado debe ser compensado en segundos o de lo contrario se corre el riesgo de que el sistema salga de sincronismo y funcionen los sistemas de protección, provocando interrupciones en el suministro. Estas pueden ser tan graves que, si se dan las condiciones adecuadas, pueden dejar sin servicio a todo un país. De allí la importancia de cuidar este balance, labor que, en todo el mundo, es encomendada al operador del sistema.

La intermitencia del sol y del viento (no se puede asegurar una producción constante y no se tiene control sobre el recurso primario) introduce la necesidad de compensar estas variaciones con mayor o menor producción de otras tecnologías. Los servicios que se encargan de compensar los desbalances momentáneos, entre oferta y demanda en un sistema eléctrico, se denominan “Servicios Complementarios” (*Ancillary Services* en inglés) y, como hemos dicho, a mayor penetración de energías renovables intermitentes, mayor es el requerimiento de estos servicios. La inercia de las máquinas rotativas es una de las primeras fuentes de estos servicios, luego viene la capacidad de incrementar o reducir su producción de manera rápida para acomodarse a las variaciones de la generación intermitente. Esto se logra gracias al control sobre la energía primaria (agua o combustible) y el adecuado funcionamiento de sus reguladores de velocidad y tensión. También se puede conseguir mediante sistemas de almacenamiento de energía de respuesta rápida como baterías, volantes, aire comprimido, centrales hidroeléctricas de bombeo, etc. Existen muchas soluciones o combinaciones de soluciones disponibles, solo hay que resolver adecuadamente dos cuestiones de orden económico: dado que todos estos servicios tienen un costo, hay que resolver ¿quiénes deben pagarlos? y ¿cuánto se debe pagar por ello?.

Existen dos grandes enfoques al respecto: que estos servicios sean pagados directamente por la demanda con un precio regulado o con un precio de mercado o que sean asumidos por los generadores como parte de sus requerimientos para poder inyectar la energía producida y que éstos vean como internalizar esos costos dentro del precio de sus contratos de suministro. En el Perú prima este segundo enfoque. En la mayoría de los países desarrollados se ha creado un mercado de servicios complementarios en el cual el precio lo determina la competencia y la responsabilidad de pago se asigna de diversas maneras.

3.6 El Rol de la Transmisión

Ing. César Butrón Fernández

Disponer de transmisión adecuada, suficiente y oportuna es igual de vital para la continuidad y seguridad de suministro de electricidad al país como disponer de capacidad de generación. La normativa vigente dispone que la transmisión troncal sea centralmente planificada por el operador del sistema, el COES, el cual elabora un “Plan de Transmisión” con un horizonte de diez años, que se actualiza cada dos años, y es aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, el cual tiene la obligación de licitar las obras aprobadas para que sean ejecutadas mediante la modalidad de contratos *BOOT* (*Build, Own, Operate and Transfer* por su denominación en inglés). Las obras son entregadas a concesionarios privados, quienes deben financiar, construir, operar y mantenerlas por 30 años a cambio de una remuneración establecida por concurso. De esta manera, no debería haber problemas de transmisión, si el plan está bien concebido y se ejecuta a tiempo.

El problema que surge es que la creciente complejidad de los requisitos de la “Ley de Asociaciones Público-Privadas” (que es el marco legal para el otorgamiento de los contratos de concesión de infraestructura como es la transmisión eléctrica) está causando que el tiempo que transcurre entre la aprobación del “Plan de Transmisión” por el Ministerio de Energía y Minas y la convocatoria a la respectiva licitación internacional está llegando a tres años. Claramente, no hay planificación de resista ese tipo de retrasos. Si falta transmisión, se producen cuellos de botella en determinadas zonas (en este caso el sur y el norte del país que son deficitarios en producción local) que desencadena altos costos primero y racionamiento después. Esto es algo que se debe solucionar. No se trata de la falta de un adecuado sistema de planificación, sino de problemas en la licitación de las concesiones que permiten concretar el plan.

4 Mesa redonda con los panelistas

4.1 El potencial hidroeléctrico no aprovechado

Ing. Amadeo Prado Benitez

No puedo imaginar un futuro en el que el Perú termine desperdiciando para siempre el gran potencial hidroeléctrico que tiene. Una oportunidad muy importante está en la selva amazónica y Brasil la ha sabido aprovechar explotando muy bien los grandes cursos de ríos que esta zona tiene. El potencial restante de dicha región se encuentra en la parte del Perú; teniendo en cuenta que Brasil se ha desarrollado considerablemente, se podría hacer un plan para construir grandes centrales y que, mediante un convenio con Brasil, se les pueda vender (a Brasil) esa energía producida, que por el momento no se puede colocar en el plan nacional.

Ahora bien, si el Perú logra un desarrollo considerable de aquí a 20 años, de acuerdo a ese desarrollo se puede decidir si esa energía se continúa vendiendo o si finalmente se termina utilizando en el territorio nacional. Ahí tenemos una llave hidráulica para que no sea energía que nunca se usó o para que, en vez de repetir que el Perú es un mendigo sentado en un banco de oro, terminemos diciendo que es un mendigo sentado sobre los ríos, lavándose los pies porque el agua nunca se aprovechó para generar electricidad.

Yo creo que, a largo plazo, larguísimo plazo, el negocio más saludable es el de la hidroelectricidad; es un negocio firme. La hidroelectricidad es el único negocio, sobre el cual se puede asegurar, que te va a seguir rentabilizando dentro de 50 o 100 años. Cuando cambie eso y ya no tengamos agua, no habrá de qué preocuparnos, porque tampoco habrá humanos. Habremos desaparecido del planeta.

4.2 Sobre la energía cara

Ing. Tatiana Alegre Chalco

Yo creo en el mercado y, como ya lo han expuesto, las tecnologías están bastantes maduras y además tenemos recursos para ser aprovechados. Yo creo que debería de haber una sana competencia en la que cada tecnología asuma sus propios costos sin subsidios, porque el tema de los subsidios es lo que hace que el usuario acabe pagando caro. (...) Entiendo que se quiso promover el desarrollo de las RER con la legislación especial para las RER donde se les pagaba un precio, pero creo no debimos de pagar esa energía tan cara. Cuando uno desarrolle la política (de los proyectos) debe de pensar en el usuario y no solamente en que se hagan proyectos y que posterior a su ejecución recién se busque la forma cómo pagarlos.

Las RER deben de asumir sus costos. Si son tecnologías maduras, ¿por qué el sistema debe de pagar los sistemas complementarios?, o sea, ¿por qué se tiene que correr con el costo de lo que implica tener la energía?. Además, me pregunto ¿si es necesario renovar todo nuestro parque energético y hacer una inversión muy grande en líneas de transmisión y el cambio a todo limpio? (en términos de generación eléctrica), en un país donde hace falta salud, educación, carreteras, trenes y una gran infraestructura para gente pobre.

Por otro lado, existen algunas cosas que ya están con muletas, que en vez de ser una ayuda, terminan siendo una barrera. Efectivamente, el Gasoducto Sur Peruano (ahora rebautizado como Sistema Integrado de Transporte de Gas Zona Sur (SIT Gas) es un proyecto que ya tiene muletas, lo que dice este proyecto es que las centrales que están en el sur van a despachar con los mismos costos que en el centro norte. La diferencia de precios la envían al peaje, lo pagará el usuario.

Todo el transporte contratado, que no se use, también se va al peaje y lo termina pagando el usuario, definitivamente ya tiene muletas. El proyecto, si hubiese entrado en el 2019 sería un elefante blanco

porque la oferta no crea demanda y está basado en un gran desarrollo eléctrico que no se ha dado y no se ha dado, no porque no haya habido el gasoducto del sur sino porque no hay demanda eléctrica y esa es la realidad. Si se hace un proyecto, no debe estar basado en subsidios pagados por la demanda.

Para atender la demanda del sur, una solución podría ser hacer una subasta. Yo sí creo que se necesita generación en el sur, pero no me queda claro si lo más económico es el gas o si son las renovables porque no he hecho los números y decir algo (sin ese sustento) sería irresponsable de mi parte. Debería de ser una solución de mercado, que sea la más económica y que además tenga seguridad, que cubra toda la demanda y que paguen sus servicios complementarios.

4.3 Generación eléctrica en el sur

Ing. Luis Espinoza Quiñonez

Cuando uno analiza los proyectos privados, solo se muestran los costos propios del proyecto, más no la externalidad que este genera; ese costo extra lo termina pagando el usuario. De igual forma, todo lo relacionado al desarrollo hacia el sur, como las líneas eléctricas que se han hecho y que se van a seguir haciendo y que finalmente no son una verdadera solución, porque no alcanzan a brindar la garantía requerida, terminan siendo un costo pagado por el público.

Estamos al frente de un problema de planeamiento y todo problema de planeamiento significa costos y lo que se debería de buscar es minimizar costos, porque al final el costo lo termina pagando el público. El enfoque del desarrollo debe tener muy en cuenta esto porque al final todos estos problemas terminan atacando la economía.

Con respecto al tema económico, una de las lecciones es que no se debió de invertir en tecnología renovable cuando esta tenía costos muy elevados, más aún cuando se sabía que sus costos tenían una acelerada tendencia decreciente. Debemos de beneficiarnos de la tecnología cuando esta se hace madura, no cuando la tecnología es incipiente.

4.4 Costos de los servicios complementarios

Ing. Luis Espinoza Quiñonez

El día de hoy lo vemos como si toda la producción de energía eléctrica se generara en Lima o en el centro y se exporta al norte y al sur. Si uno cuenta todas las líneas que realmente sirven más al sur contra el flujo que llevan esas líneas, yo calculo que el costo incremental sería entre 40 a 50 dólares el MWh. Esto quiere decir que Arequipa debe pagar por la energía 40 dólares más que Lima. Esa señal la tiene el planificador. En un modelo de planificación te sale eso; eso es como que yo le diga a

cualquiera en Arequipa: si tú pones un generador en Arequipa estoy dispuesto a pagarte hasta 40 dólares más de lo que pago en Lima y eso significa hacer un concurso localizado, eso significa que un ducto de gas natural se pagaría por esa razón, por el costo incremental. Cuando me he referido al gas, me refería a que hay un proyecto para llevar el gas a las centrales ya instaladas, no necesariamente el gasoducto del sur, eso solamente es extender el ducto de Marcona para 100 millones de pies cúbicos y con eso se tiene casi 1 000 MW operando; si se quiere tener una solución barata, esa es la solución. Lo que la gente aún no se ha percatado es que la generación térmica del sur ya la estamos pagando en la tarifa. Como lo único que le queremos llevar es el combustible, el costo incremental es barato comparado con otro proyecto; más aún, cuando se analiza lo quieren mezclar con el costo de la potencia, que es el que ya lo estamos pagando, eso es un costo hundido.

Como referencia se podría citar al famoso proyecto de Iquitos para la instalación de una línea de transmisión desde Moyobamba a Iquitos, con una longitud de 500 km, calculada en 500 millones de dólares para generar 50 MW. Eso es 10 mil dólares el kW, ese es el costo incremental. A esa escala de precio yo hago generación con energía renovable en Iquitos a un costo más barato, así es como se hace planificación.

Lo que finalmente se termina pagando es la decisión. En el Perú el problema es que no se saben tomar decisiones sobre qué proyecto es más rentable económicamente. Hace unos meses hice una comparación con Chile, miré la tarifa de Santiago y la comparé con la de Lima y me di cuenta de que en Santiago la tarifa es un poquito más barata que en Lima y no porque la generación sea más barata. De hecho, la generación en Santiago es más cara que en Lima porque ellos pagan muchos proyectos de tipo renovable y proyectos del tipo gas natural importado. Entonces, ¿dónde es más barato, en Santiago? La diferencia es en las redes, por lo que ellos consumen más energía. El problema del Perú es el bajo consumo unitario per cápita, ese es el problema. Nosotros consumimos similar a lo que Ecuador o Bolivia consumen, o sea, más o menos 120 kWh mensual (promedio nacional). Chile está por encima de 200 kWh y Argentina por encima de 300 kWh.

Argentina tiene un consumo alto porque se subsidia; tú subsidias la electricidad y aumenta el consumo per cápita, igual que en Venezuela, el problema es quién lo paga. El problema no es quien produce más o quien produce menos, el problema es que no hemos comprendido cómo se toma una decisión de planificación coherente a largo plazo y que solucione los problemas verdaderos. Yo concuerdo con la Ing. Tatiana, si pueden competir, háganlo, pero no generen más externalidad de la que ya existe. Y si lo hacen, les pongo un impuesto a la externalidad, así como se hace con las emisiones de CO₂. Finalmente, todo se reduce a problemas económicos. Los costos de los servicios complementarios los debería pagar toda la demanda.

Ing. Tatiana Alegre Chalco

“Al final, todos los costos los tiene que pagar el usuario, porque es él el que va a pagar el costo del sistema. ¿Cómo los asignas? A mí me parece que hay que asignarlos en función a los retiros. O sea, que tienen que pagarlos aquellos generadores que tienen contratos porque son los que tienen la responsabilidad de atender y llevar la electricidad hasta el cliente. Creo que eso es razonable, porque si no, te vas a quedar sin quien te dé estos servicios; no se puede sacar más jugo a todos los que están participando en el COES.

Todos sabemos que el sistema está creciendo y que se están haciendo un montón de proyectos RER, y además se están haciendo contratos, incluso de largo plazo. O sea, se está moviendo el tema; lo que sí creo es que dentro de los precios del sistema se deben de considerar todos los costos del sistema. No está bien que otros estén pagando ciertas facturas, se tienen que trasladar los costos al usuario final; si no se hace, hay riesgo de que el sistema colapse.

Por otro lado, sí concordamos con buscar lo más económico. Con la competencia se debe de buscar el mayor beneficio para el usuario. No se debe de buscar hacer proyectos que generen energía que no se requiere y que al final el usuario sea el que termine pagando la cuenta.

Yo estoy un poco en desacuerdo con respecto a que para el 2026 se va a necesitar nueva generación, porque se está usando casi la totalidad de la capacidad contratada de transporte en estiaje. Si el próximo año aumenta un poco la demanda e ingresa Quellaveco, dudo que el sistema se pueda sostener solamente con las centrales que hay. Se van a tener que prender todos los de ciclos abiertos y un poco más las de diésel. Tengo la esperanza de que el Perú siga creciendo y si tenemos un desarrollo razonable, yo te diría que hacia el 2023 en estiaje se va a necesitar más energía. En ese marco, hacer un cambio grande, generará más inestabilidad; creo que hay que hacer algunas cosas más prácticas.”

Ing. Amadeo Prado Benitez

“Yo pienso que cada uno de los agentes tienen que asumir el total de sus costos. No podrían vender si no satisfacen sus costos. La ingeniera Tatiana tiene una idea clara: si hay competencia, la competencia la gana siempre el usuario.

(...) Hay que tratar de reducir al máximo las externalidades, cada quién debería cubrir los costos de entrar al negocio, eso es parte de las reglas. En cuanto al país, (bajo este mecanismo) el país se desarrollaría más rápido, va a llegar un punto en el que quizás se les debería dar una manito (a los generadores), pero no ahora y tampoco fue así en los últimos diez años.”

5. Conclusiones

Los países, entre ellos Perú, que están tratando de averiguar qué hacer con los yacimientos y campos de petróleo y gas restantes en sus territorios, y cómo abordar su generación de electricidad después del 2026 deben establecer una estrategia nacional eficaz para administrar su materia prima y hacer inversiones estratégicas para adaptarse al cambio radical de generación de energía que se está produciendo a nivel mundial. Las tres inversiones estratégicas más importantes que estos países deben realizar son: primero, educación de clase mundial en ciencias e ingeniería; segundo, educación de clase mundial en ciencias e ingeniería; tercero, educación de clase mundial en ciencias e ingeniería; y cuarto, pero no menos importante, la implementación de al menos un centro de innovación (*Innovation Hub*) por país. La base/piedra angular del desarrollo no serán las materias primas, sino el conocimiento, la ciencia y la tecnología. Hay una característica clave en las tres prioridades principales, la educación de clase mundial.

La Figura 47 muestra el PBI de 2019 de los países del G7 en trillones de USD; esta imagen ayuda a enmarcar la magnitud de las inversiones que se llevarán a cabo en los próximos cinco años para financiar las industrias y tecnologías que más impactan en la generación de energía. Solo como referencia, el PBI de Perú es aproximadamente 1% del PBI de EE. UU.

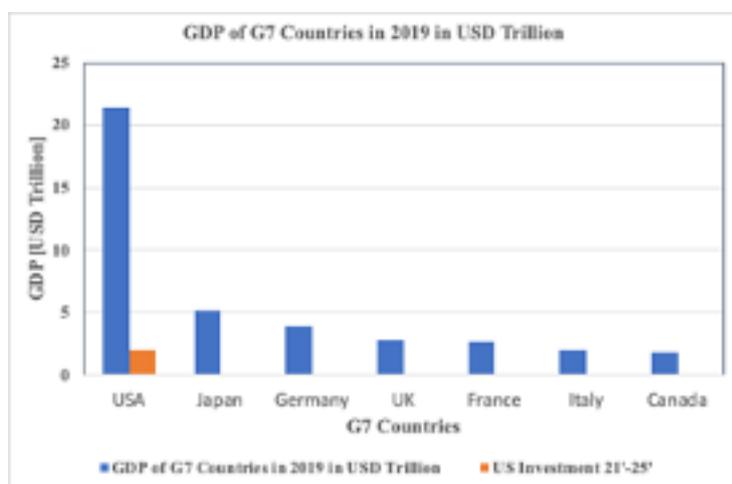


Figura 7 GDP of G7 in 2019 in USD Trillion, and US investment 21'-25' (1 Trillion = $\$10^{12}$)

- Los países del G7, la Unión Europea y los países del Golfo Pérsico están tomando decisiones estratégicas que tendrán un impacto significativo en la demanda y el comercio de hidrocarburos y en la forma en que se genera la energía eléctrica.
- Estados Unidos se ha convertido en un importador neto cero de hidrocarburos gracias en parte a su revolución del *Fracking*.
- EE. UU. invertirá entre uno y tres trillones de dólares (un trillón es 10^{12} dólares) entre 2021 y 2025 para cambiar su generación de energía eléctrica con sistemas de energías renovables (ER). Esta

inversión generará desafíos y oportunidades relacionados con la red eléctrica (*grid*) y la manufactura, dos de las áreas en las que las oportunidades pueden volverse relevantes para otros países interesados en aprovechar estos cambios.

- La Unión Europea (UE) tiene como objetivo reducir su dependencia de la energía importada, que actualmente se acerca al 60%.
- Los países del Golfo Pérsico saben que de la reducción en demanda de petróleo del G7 y la UE podría reducir los ingresos de sus gobiernos en un 60% para el año 2040, y ya están invirtiendo en tecnologías e infraestructura que continuarán respaldando sus economías y presencia mundial.
- Es el momento preciso para que se tomen decisiones respecto de cómo se debe crecer en capacidad nueva de *generación eficiente*. Cualquier retraso se pagará con un incremento significativo en los costos de producción de energía eléctrica.
- El concretar algún proyecto que permita llevar gas natural al sur del Perú requiere de resolver el problema de la fuente de inversión, confirmación de reservas probadas, así como del esquema de subsidios imprescindibles y las decisiones se tienen que tomar lo antes posible dados los tiempos requeridos para el desarrollo de este proyecto.
- Se debe respetar el principio de neutralidad tecnológica en las decisiones de promoción de inversiones. Es decir, no se debe promover alguna tecnología en específico que no haya demostrado ser una alternativa o combinación de alternativas que proveen la solución que genere el menor costo para la sociedad en su conjunto.
- Se requiere desarrollar una normativa adecuada para el desarrollo de un mercado de servicios complementarios que resuelva el tema del precio y de la responsabilidad de pago. Incrementar la penetración de energías renovables intermitentes, sin resolver este tema, llevaría al sistema a una inestabilidad inmanejable.
- Se deben simplificar los requisitos para las licitaciones de infraestructura que permitan construir el plan de obras resultante del proceso de planificación de la transmisión troncal.

COMITÉ DE ORGANIZACIÓN

Ing. Carlos Herrera Descalzi

Ing. César Butrón Fernández

<https://www.linkedin.com/in/césar-butrón-35541311/>

Dr. Julio César Guerrero

<https://www.linkedin.com/in/julioguerrero/>

Ing. Amadeo Prado Benitez

<https://www.linkedin.com/in/amadeo-prado-454bb11b7/>



The image shows a webinar banner for the Colegio de Ingenieros del Perú. The banner is dark blue with a yellow diagonal line. It features the logo of the Colegio de Ingenieros del Perú (National Council) in the top left corner. The main text on the banner reads: "WEBINAR LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ POST BICENTARIO" in large white letters. Below this, it says "Miércoles 21 Julio - 18.00pm (Perú)" in yellow and white, and "PERSPECTIVAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA AL 2026" in white. Below the banner is a grid of seven video thumbnails showing participants. Each thumbnail has a name and title below it: Ph.D. Julio César Guerrero, Ing. Amadeo Prado Benitez-MODERA..., Ing. César Butrón Fernández-MODERA..., Ing. Luis Espinoza Quiñonez, Ing. Tatiana Alegre Chalco, Ing. Carlos Herrera Descalzi, Ing. Irwin Frisancho, and Ing. Katerina Villacorta Gonzales.