

Respuesta a Consultas Realizadas al Borrador del Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024 – 2033

Compañía Hondureña de Energía Renovable
- COHERSA

Tegucigalpa, M.D.C., 18 de septiembre de 2023

Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema

Sección 4.6.9 Ciclo combinado a base de gas natural.

Consulta N° 1: Respecto a esta sección, se hace referencia al anexo C.2 “Cadena de costos del gas Natural” en donde se hace un desglose del costo del gas y se menciona costo de licuefacción, transporte y regasificación. No se hace mención al costo de inversión de una planta regasificadora en territorio nacional, es necesario un desglose más profundo del costo de regasificación como si se hizo en el PIEG 2021-2031 y agregar un valor que se adecue a la realidad nacional. Por ejemplo, el valor de 2.41 USD/MMBtu que corresponde a una barcaza nueva y expresado en el PIEG 2021-2031. Mismo esquema fue utilizado en El Salvador y es el esquema que los generadores de Gas Natural prefieren.

Respuesta N° 1: Nos gustaría mencionar que, debido a la falta de un marco regulatorio en el país, se adoptaron valores referenciados, siendo esta postura similar a las consideraciones tomadas para la el PIEG 2021-2031. Es importante clarificar que para el PIEG 2021-2031, fue utilizado un valor referencial y el desglose de los costos de regasificación se muestran únicamente para efectos informativos.

Sección 4.6.11 Hidroeléctrica.

Consulta N° 2: Es necesario asegurar que el candidato de 150 MW de turbobomba sea definido con un rango de operación variable (velocidad variable: Fully Fed o Doubly Fed). Los cuales tienen una flexibilidad de operación en el rango de 75 a 100% de la potencia nominal en modo bombeo y 50 a 100% de la potencia nominal en modo turbina.

Respuesta N° 2: Agradecemos la observación realizada, para la versión definitiva del informe se especificará que la modelación de la central hidroeléctrica de bombeo corresponde a características de operación variable.

Consulta N° 3: Los costos fijos de O&M definidos para estas tecnologías Pump Storage (PSH) fue definido en 47.06 de acuerdo a la referencia [16] de EIA. Se consulto este documento y el valor de 47.06 corresponde a una central hidro convencional. Se recomienda usar la referencia [20] de Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) que fija un costo fijo de O&M en 28.19 USD/kW-year.

Respuesta N° 3: Agradecemos la sugerencia, para la versión definitiva del PIEG 2024-2033, se realizará la debida corrección.

Sección 4.7 Incorporaciones decididas y retiros al parque de generación.

Consulta N° 4: Los motivos por los que se justifica el no retiro de las centrales BECOSA, ENERSA Y LUFFUSA van contrario a lo que expresan sus contratos PPA y afectan de manera considerable los resultados que se obtendrán al realizar el análisis de modelación de largo plazo. Es necesario que se respete la fecha de salida de estas centrales tal y como se hizo en el PIEG 2021-2031. El Artículo 15 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que las distribuidoras (ENEE) deben tener cubierta la demanda máxima más su reserva de 10% con contratos de capacidad firme y energía y por tanto no se debería de asumir que proyectos tan grandes (Lufussa III y Enersa) que suman más de 500 MW

estén en el mercado de oportunidad 2 años, del 2028 al 2030, ya que crearán una distorsión de mercado significativa y posiblemente un incremento en la tarifa de impacto sustancial. Se enciende que podría ser ilegal que se planifique por parte del CND para permitir a la distribuidora ENEE para que no cumpla con el Artículo 15, inciso A), que manda la Ley. Somos de la opinión que se debe planificar para hacer los retiros de dichas plantas y permitir que los candidatos que se simulan por el plan de expansión los remplacen en tiempo y forma como corresponda. La ENEE debe de licitar con el tiempo adecuado para poder tener contratada la potencia necesaria incluyendo los retiros que se tengan al terminar los contratos de estas plantas que en las dos mencionadas ya tienen 25 años de operación en el sistema como reza el mismo informe en borrador que remitió el CND. De permitir que estas plantas se retiren hasta 2030 y planificar para ello significaría que se está retrasando la entrada en operación de los posibles candidatos de remplazo en vista que los programas que se usan para planificación no procurarían retirar dichas plantas en el 2028 como corresponde. El inciso B) del mismo artículo 15 establece que “Si no se logra adjudicar en la licitación la potencia y energía requeridas para que las empresas distribuidoras tengan cubierta toda su demanda, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) puede autorizarlas para que compren el faltante en el mercado de oportunidad mientras se lleva a cabo otra licitación.” entendiéndose que faltan 5 años para que dichas plantas se retiren, se debe planificar por parte del CND para que así sea ya que de lo contrario podría interpretarse que se planifica para no retirarlas de forma eficiente.

Respuesta N° 4: Para la elaboración de este plan de expansión se adoptó el criterio de retiro de centrales que alcanzaran su tiempo de vida útil dentro del horizonte de estudio. Dicho tiempo de vida útil es basado en las características de cada tipo de tecnología. Para este caso en particular, estas centrales alcanzan su vida útil posterior al tiempo estipulado en sus contratos, por lo que basado en que es una capacidad física con la que aún se podría contar, se asume que estas podrían operar bajo el contexto de mercado de oportunidad. Es importante enfatizar que el estado de los contratos de suministro para aquellas centrales (renovables y térmicas) cuyo final se prevé dentro del horizonte de estudio, ha sido evidenciado y plasmado en el documento; Por lo tanto, dicha información es manejada con transparencia al indicar las necesidades futuras que debe tomar en cuenta la empresa de energía eléctrica al realizar sus debidos procesos de licitación.

Sección 4.8 Conformación de candidatos para expansión de la generación.

Consulta N° 5: Para las tablas 11, 12, 15 y 16 es necesario que se mencione los nodos tentativos en donde estos candidatos serían instalados. Estos nodos tentativos deben estar basados en la red de transmisión reducida que se usa para la simulación de largo plazo.

Respuesta N° 5: Aprovechamos para aclarar que la Planificación Indicativa de Expansión de la Generación es realizada sin considerar la red de transmisión, tomando únicamente algunas restricciones operativas para el corto plazo. Si bien es cierto que para la formulación de candidatos se considera ubicaciones potenciales en función de su recurso, por ejemplo, las centrales renovables dependen de su fuente de recurso primario y las centrales térmicas dependen de estar cercanas a puntos de fácil acceso al combustible, pero para efectos de la planificación de la expansión identificar

el punto exacto de conexión a la red de transmisión está fuera de los alcances de este estudio, dado que no se analizan los impactos de la nueva generación en la red eléctrica.

Consulta N° 6: Tabla 13: el rendimiento de la central de gas en ciclo combinado es demasiado alto, si bien existen turbinas que alcanzan valores superiores a 60% de eficiencia, son turbinas de muy alta capacidad, superior a las centrales de 250 MW que se usaron como candidatos, es necesario usar como referencia de eficiencia los valores promedios de turbinas (o conjuntos de estas) que se encuentren en el rango de los 250 MW planteados.

Respuesta N° 6: Basado en una revisión a diferentes fuentes públicas se encontraron centrales con valores de capacidad cercanos a los 250 MW, para las cuales se contaba con los valores de eficiencia mostrados en el documento.

Consulta N° 7: Tabla 15: candidatos de generación renovable: Se recomienda colocar como candidatos a centrales eólicas y solares sin almacenamiento, ya que estas trabajarían en conjunto con las baterías independientes o centrales de bombeo (incluidas en la tabla 16). Podemos intuir en el plan, que estos candidatos sin almacenamiento no fueron incluidos por criterios de seguridad debido a la intermitencia con que estas plantas operan, por lo tanto, se sugiere que en lugar de eliminarlas como candidatos lo justo y prudente sería, incluirlas como candidatos con la restricción de que pudieran entrar en operación, únicamente después de que se haya considerado la inclusión de un sistema de almacenamiento (batería independiente o unidades de bombeo) el cual migraría cualquier intermitencia de estas tecnologías. Adicionalmente, podemos observar que se limitó la capacidad máxima a instalar de tecnologías solares PV a un valor de 660MW, es importante destacar que en todos los escenarios que se simularon, el sistema tomó el máximo de candidatos solares disponibles, lo que indica que este valor posiblemente no sea el óptimo y que el valor óptimo posiblemente este muy arriba de 660MW. Sugerimos que dichos candidatos sean elevados a 960 MW e incluir al menos cuatro candidatos de bombeo con almacenamiento de larga duración, para un total de 4x150 MW de almacenamiento por bombeo. Se considera que la combinación de centrales solares más almacenamiento de larga duración (8 a 12 horas) permitirá desplazar o reducir el uso de centrales térmicas durante las horas de alta demanda (periodo de 18 a 22 horas), lo que, a su vez, habilitará al país a cumplir los compromisos adquiridos de descarbonización de la matriz energética. Entre los que destacan:

1. Ley de Visión de País y Plan de Nación – Decreto legislativo No. 286-2009 “Elevar al ochenta por ciento la tasa de participación de energías renovable en la matriz de generación eléctrica del país”
2. Acuerdo de París, Honduras tiene el compromiso de reducir un 16% la totalidad de sus emisiones para el año 2030, de este porcentaje, un 9% corresponde al sector energía dentro de la Contribución Nacional Determinada (NDC por sus siglas en ingles).
3. Agenda Nacional de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable.

Respuesta N° 7: En la planificación indicativa se planteó que las centrales solares y eólicas candidatas tuviesen un sistema de almacenamiento capaz de compensar su variabilidad, esto para que su incorporación no afectara al requerimiento sistémico de reserva. Al planificar se procura establecer proyectos candidatos independientes que compitan entre sí y no condicionar su posible

entrada de operación a otro proyecto para compensar su variabilidad. Al adoptar el criterio de condicionar el ingreso de generación renovable a una instalación previa de sistemas de almacenamiento no necesariamente conllevaría a la mejor solución, se estaría forzando directamente al modelo a que instale únicamente las centrales renovables si, a su vez, se instalan sistemas de almacenamiento independiente. Por lo tanto, adoptar este criterio no conlleva a tratar proyectos independientes, lo que para fines de modelamiento podría ser interpretado como la conformación de un candidato híbrido.

Para la conformación de candidatos solares, se evaluó tanto las solicitudes de acceso a la red de transmisión como el potencial del recurso en diferentes localidades y zonas, en donde las condiciones geográficas y geológicas permitieran su desarrollo. Basado en estos criterios, se conformó la cantidad de candidatos solares mostradas en el documento. Es posible observar que en los cronogramas de adiciones obtenidos en el Plan de Expansión V, la instalación de centrales solares es distribuida a lo largo del horizonte y no es agotada y/o concentrada en los primeros años, siendo que en algunos años es posible observar que no se realiza ninguna instalación a pesar de aún contar con posibles centrales candidatas.

Aprovechamos para agradecer la sugerencia brindada respecto al incremento de candidatos solares y, para estudios posteriores de planificación, se podría valorar una mayor incorporación renovable siempre y cuando las condiciones geológicas y geográficas lo permitan.

Consulta N° 8: Tabla 16, Candidatos de almacenamiento independiente: Se recomienda reducir el año mínimo de entrada de la central de bombeo a 2027. Ya que en caso contrario se induce a la entrada de la batería independiente como prioridad a la cual si se le definió el año mínimo de entrada como 2027.

Respuesta N° 8: Es importante clarificar que la estimación de los posibles tiempos de entrada en operación para los candidatos genéricos es basada en la consulta de diversas fuentes referenciales. Se estima que el tiempo de entrada en operación para un proyecto de almacenamiento por bombeo ronda en al menos 4 años, período dentro del cual se considera la socialización, obtención de permisos y ejecución de la obra. Por otra parte, para las baterías se estima que su posible tiempo de entrada en operación ronda los 3 años, pudiendo requerir un tiempo menor. En ese sentido, el tiempo mínimo de posible entrada en operación de estos candidatos está fundamentado en estos criterios. Por lo tanto, se enfatiza que, no se está priorizando la entrada en operación de una central con respecto a otra.

Consulta N° 9: Tabla 16, Candidatos de almacenamiento independiente: Se recomienda agregar al menos tres candidatos extra de 150 MW de turbobombas (total 4 candidatos a partir de 2027) en vista de que en algunos de los escenarios mostrados en el borrador del PIEG 2024-2033 se requiere de hasta 300MW de almacenamiento independiente, lo cual podría aumentar incluso más en el caso de que se incrementen los candidatos de energía solar disponibles en el plan de expansión, además que son tecnologías que se encuentran disponibles en el país, en cantidad y en tiempo sugeridos.

Respuesta N° 9: Agradecemos el comentario, es importante mencionar que no necesariamente el incremento en los candidatos conllevaría a una mayor instalación de tales tecnologías. En ese sentido, es posible observar que en el plan indicativo de expansión de la generación fue instalada

una capacidad de almacenamiento de 150 MW, la cual fue distribuida en diferentes años a lo largo del horizonte de estudios. Siendo que para este caso aún se contaba con la disponibilidad de instalar un candidato de almacenamiento por bombeo, por lo que incrementar los candidatos de este tipo de tecnología no necesariamente garantiza una mayor instalación.

Sección 5.4. Caracterización de perfiles renovables.

Consulta N° 10: Figura 33: la reconstrucción del perfil promedio de generación para centrales solares con baterías no responde a la realidad, asume una carga total diaria y descarga en periodo nocturno. Si bien la relación DC/AC de 1.5 permite aplanar más la curva de generación AC, está siempre presentará intervalos en donde la generación caerá de manera súbita y será necesario el funcionamiento de la batería en horas de luz solar para responder a estos eventos (por ejemplo, el paso de una nube). Es necesario la modelación apegada a la realidad del funcionamiento de la batería. Se recomienda el empleo de softwares como PV Syst. La descarga total durante la noche no será posible, ya que, si la misma se descarga en su totalidad, no existirá margen de reserva para operar durante el día o responder a la intermitencia del recurso solar/eólico.

Respuesta N° 10: Para el proceso de reconstrucción de los perfiles renovables con almacenamiento no se asume una carga total diaria, dado que la carga de la batería depende exclusivamente de la producción diaria de energía de la central y dicha producción está basada en parámetros inciertos, los cuales son representados mediante escenarios de producción. En ese sentido, para algunos casos el almacenamiento no logra alcanzar una carga completa. Los criterios adoptados para reconstruir estos perfiles contemplan cargar la batería con los excedentes de energía generados y trasladar la energía de un instante a otro sin alterar la curva de producción diaria. En cuanto a la Figura 33, es importante aclarar que esta es de carácter puramente ilustrativa y muestra un caso específico en el que la batería alcanzó su capacidad máxima de carga, debido a una alta producción en ese día en particular.

Para los efectos de modelamiento del período de descarga del sistema de almacenamiento, se construyeron perfiles basados en el traslado de la energía acumulada para las horas de máxima demanda nocturna del sistema. Finalmente, agradecemos la observación y la sugerencia de explorar otros softwares, consideraciones que serán exploradas en futuros ejercicios de planificación.

Sección 6.5 Criterio de decisión y plan de expansión seleccionado.

Consulta N° 11: El escenario seleccionado actualmente en el borrador del PIEG (escenario V) tiene como condiciones iniciales demanda baja y combustibles medios, lo que se considera como condiciones muy conservadoras o favorables, que disminuyen los costos requeridos de inversión inicial en comparación a otros escenarios. Se recomienda una revisión del criterio de decisión utilizado para seleccionar al candidato con mejor desempeño. Deben asumirse los datos de inversiones proporcionados por Opt Gen en su análisis LT y luego realizar un análisis MT+ST para estos candidatos con escenarios de demanda y combustibles medios y demanda alta y combustibles altos. Sugerimos que el escenario seleccionado sea el que muestre el mejor desempeño en cuanto a costos operativos y de inversión bajo las condiciones más probables de demanda media y

combustibles medios. El operador del sistema debe cumplir con las siguientes cuatro obligaciones al momento de planificar la operación:

Respuesta N° 11: Para los casos planteados en el borrador del PIEG 2024-2033, diferentes escenarios fueron evaluados a partir de variaciones en las proyecciones del crecimiento de la demanda y los precios de los combustibles. Evidentemente, se espera que el resultado encontrado para el costo de inversión sea impactado al planificar con estas condiciones. Como se menciona en el documento, después de determinar los planes de expansión, cada propuesta de expansión es evaluada bajo diferentes condiciones operativas y el criterio de decisión consiste en determinar aquella propuesta que presenta el mejor rendimiento ante dichas condiciones. Como resultado se obtuvo el Plan de Expansión V como aquella propuesta que tiene el mejor rendimiento entre los seis planes evaluados. Es importante recalcar que este plan de expansión cuenta con restricciones de suficiencia de suministro y atiende índices de renovabilidad al menor costo de inversión posible.

Consulta N° 12: Adicionalmente, es necesario aplicar un criterio de reducción de emisiones de carbono para seleccionar al candidato ganador, ya que Honduras posee compromisos adquiridos como el Acuerdo de París, que son necesarios cumplir y planificar para su cumplimiento. La planificación de la expansión debe perseguir estos compromisos ambientales.

Respuesta N° 12: A partir de los resultados encontrados se evidencia que, en todos los casos evaluados, las emisiones de CO₂ son reducidas significativamente al final del horizonte de estudio. Además, para los indicadores de renovabilidad, en todos los planes de expansión, se estiman valores que superan un 70% en algunos años. Estos resultados son alcanzados sin la necesidad de incorporar restricciones duras para limitar las emisiones.

Consulta N° 13: Incluir emisiones de gases de efecto invernadero por tipo de planta de igual manera como se incluyó en el PIEG 2021-2031 (Tabla 42) y simular las plantas térmicas candidatas con estos porcentajes de emisión. Generando las restricciones que se ameriten en las simulaciones para dar cumplimiento a las metas y compromisos ambientales.

Respuesta N° 13: Para el borrador del informe del PIEG 2024-2033 se muestran, para cada plan, las estimaciones para las emisiones de CO₂ totales del sistema. Agradecemos la observación, para la versión definitiva del PIEG se incluirán los factores de emisiones de CO₂ por recurso.

Consulta N° 14: En el PIEG 2021-2031 no se incluyeron candidatos de generación a base carbón y entendemos que dichos compromisos y políticas siguen vigentes (Resoluciones de SEN). Es necesario eliminar el candidato a base de carbón presente en la tabla 12 del borrador del PIEG 2024-2033. Además, consideramos que los candidatos que utilizan combustibles fósiles (carbón mineral y bunker) no permitirán el cumplimiento de los compromisos ambientales y de emisiones mencionados en puntos anteriores

Respuesta N° 14: Para la conformación de la cartera de centrales candidatas, se incluyó únicamente una central de carbón. Dicha central candidata es producto de una iniciativa que se acercó al CND para solicitar permisos de conexión. Debido a la solicitud y al nivel de avance del proyecto, esta central fue incluida en la cartera de posibles candidatos para la elaboración del plan de expansión.

Consulta N° 15: Sugerimos agregar más candidatos a base de tecnologías renovables. Actualmente en candidatos térmicos hay más de 4400MW, en tanto los candidatos renovables suman únicamente 1435 MW. Analizando los seis escenarios estudiados, el sistema requiere prácticamente la totalidad de la capacidad renovable disponible, lo cual sustenta la idea de aumentar la cantidad de estos. Adicionalmente, es importante considerar que para lograr reducir un 9% las emisiones nacionales del sector energía, la proporción del PIEG de candidatos renovables en el escenario seleccionado deberá en todo caso ser mucho mayor. Para el año 2022 la producción de energía correspondía un 39% a generación térmica y un 61% generación renovable; si asumimos que se requiere una reducción de 9% de la generación térmica (30% térmico y 70% renovable) requeriríamos al menos 2016 MW de candidatos renovables (2880 MW promedio de capacidad instalada en los 6 escenarios del borrador del PIEG multiplicado por 0.70). Se adjunta los datos de las tablas 12, 15 y 29 del borrador.

Respuesta N° 15: Agradecemos su gentil sugerencia, para futuros ejercicios de planificación de la expansión se podrían evaluar mayores niveles de penetración de generación a base de tecnologías renovables no controlables. Es importante recalcar que, estos niveles estarán sujetos a las solicitudes de acceso a la red de transmisión y a la evaluación del potencial del recurso en diferentes localidades y zonas, para las cuales se visualice que las condiciones geográficas y geológicas permitan dicho desarrollo.