



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA.- C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

CNEE-38010-2017
GTM-NotaS2017-58

Guatemala, 20 de septiembre de 2017

Ingeniero
José Luis Herrera Gálvez
Gerente General
Administrador del Mercado Mayorista
Diagonal 6, 10-65, zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 15
Ciudad

Estimado Ingeniero Herrera:

Atentamente, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 59 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y el numeral 1.2.8 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1 tenemos a bien remitir observaciones a la Versión Provisoria de la Reprogramación de Largo Plazo, correspondiente al Año Estacional 2017-2018, las cuales se detallan en los anexos adjuntos al presente oficio.

En atención al procedimiento establecido, se solicita que una vez analizadas todas las observaciones, las mismas sean publicadas indicando cuales fueron tomadas en cuenta y cuáles no, justificando para cada una de éstas el criterio tomando.

Asimismo, se le solicita al Administrador del Mercado Mayorista que remita copia certificada de la Resolución número 830-06 emitida por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, mediante la cual aprobaron los criterios y metodología para realizar el estudio de la reserva rápida, según se indica en la sección 7.2 del Informe de RPLP 2017-2018 VP, misma que no se encuentra publicada en la página web del Administrador del Mercado Mayorista.

Sin otro particular, nos suscribimos de usted.


Ingeniero Fernando Alfredo Moscos
Gerente de Mercado




Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos
Presidente


Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco
Director



Adjunto: Anexos 1, 2 y 3 a oficio GTM-NotaS2017-58

Astrid Jerez

RECIBIDO 20SEP17 15:47



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Anexo 1 a oficio GTM-NotaS2017-58

OBSERVACIONES A LA VERSIÓN PROVISORIA DE LA REPROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO AÑO ESTACIONAL 2017 – 2018

Preámbulo de las OBSERVACIONES AL INFORME:

Las observaciones que a continuación se presentan, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 52 y 59 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) y el numeral 1.2.8 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1, son producto de la revisión y análisis de lo que dicho reglamento establece en concordancia con las Normas de Coordinación que hacen referencia a la programación de largo plazo:

RAMM	Norma	Numeral
Artículo 41	NCC-01	1.2
Artículo 52	NCC-01	A1.2.4
Artículo 53	NCC-02	2.3.2.1
Artículo 54	NCC-02	2.3.2.2
Artículo 55	NCC-02	2.5
Artículo 59	NCC-10	10.13.1
Artículo 76	NCC-11	11.2
Artículo 87	NCC-13	13.9

Observación 1: Ajustes a la Programación de Largo Plazo

El Administrador del Mercado Mayorista (AMM), de acuerdo a lo establecido en el artículo 59 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, debe incluir la evaluación y el análisis de los registros y resultados de la operación de lo programado respecto de lo realmente ejecutado, para el período transcurrido de mayo a agosto del Año Estacional, en el Informe de la Versión Definitiva de la Reprogramación de Largo Plazo 2017-2018 y las futuras, revisiones que justifican la realización y publicación de ajustes a las previsiones contenidas en la Reprogramación de Largo Plazo, las cuales deben hacerse de conocimiento de todos los Participantes del Mercado Mayorista.

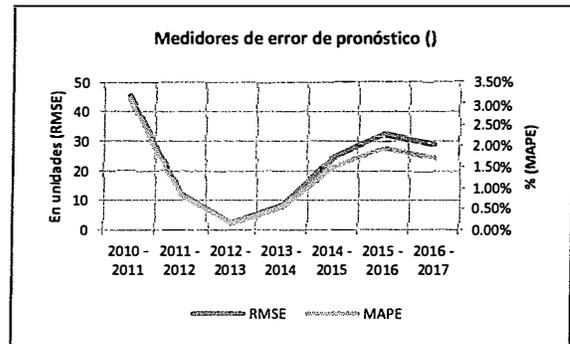
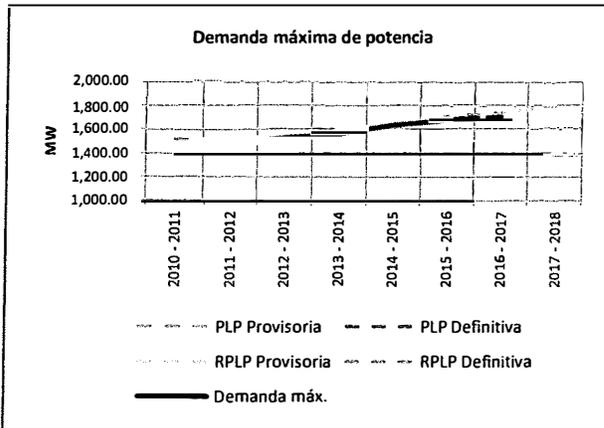
En ese sentido en el **Anexo 2** se incluye una referencia sobre la efectividad de la programación de largo plazo respecto a lo realmente ejecutado en la operación.

Observación 2: Proyección de la Demanda de Potencia y Energía del S.N.I.

Según se ha observado y recomendado en revisiones anteriores a la Programación de Largo Plazo y a la Reprogramación de Largo Plazo, se han identificado características de una "regresión espuria"¹ en las proyecciones; por lo que, se debe revisar el modelo de series de tiempo y su especificación técnica para evitar que surjan condiciones de una regresión espuria.

Es oportuno indicar que las proyecciones de la demanda máxima de potencia y energía anual han sido ligeramente cercanas a los valores registrados durante un año estacional. Sin embargo, se ha identificado que las diferencias entre la demanda de potencia máxima real y su pronóstico han incrementado en los últimos cuatro años estacionales; aunque el grado de diferencia porcentual sea relativamente bajo; por lo que se debe revisar la especificación de los modelos de proyección para evitar diferencias mayores en la comparación de la demanda máxima de potencia del presente año estacional y años estacionales posteriores, dado que no realizar la revisión o que los errores de pronóstico aumenten en el tiempo están directamente tiene consecuencias en: 1) la Demanda Máxima Proyectada que se utiliza para el cálculo de la Demanda Firme, 2) la determinación de la Oferta Firme Eficiente, 3) el cálculo del Informe de Costo Mayorista, 3) la estimación del aprovisionamiento de combustibles como señal para los agentes, entre otros.

¹ Las condiciones para caracterizar una "regresión espuria" son las siguientes: Coeficiente de determinación (R^2) muy cercano a 1.00, los t-estadísticos son relativamente altos a los valores t-críticos 1.96 (que corresponde a un nivel de confianza del 95%) y los p-valores (o p-values, en los cuadros de Eviews se denominan "Prob.") cercanos a 0.0000.



RMSE representa la Raíz del Error Cuadrático Medio, y el MAPE es el Error Absoluto Porcentual Medio.

Así también es necesario resaltar que lo anterior ha sido informado al AMM en las notas DMM-Notas2015-5, GTM-Notas2016-17 y la más reciente, GTM-Notas2017-15. En esta última nota, se recomendó realizar una prueba de raíz unitaria con el objeto evaluar las condiciones de estacionalidad de las series históricas de energía anual y demanda máxima registrada.

Observación 3: Exportaciones e Importaciones

Se solicita al AMM que publique y haga de conocimiento de los Participantes del Mercado Mayorista mediante el informe final de la RPLP Versión Definitiva, la Capacidad de Transporte Disponible o la máxima cantidad de electricidad que físicamente es despachable como inyección o retiro en la línea de Interconexión Guatemala-México, lo cual debe ser determinado mediante la actualización de los estudios técnicos a los que se refiere el numeral 10.13.2 de la NCC-10, los cuales también deben estar incluidos en el referido informe, dado que no consta dicha información en la RPLP versión provisoria.

La información anterior, es distinta a la información de las ofertas de importación a que hace referencia el numeral 1.5.2 del informe en su versión provisoria.

Observación 4: Proceso de validación de los datos de la PLP

En el informe no existe referencia alguna sobre si el AMM validó toda la actualización de la información presentada por los Participantes, conforme lo establecen los numerales del 1.2.3.1 al 1.2.3.4 de la NCC-1 o, en su caso, si aplicó lo establecido en el numeral 1.2.3.5 de la NCC-1. En ese sentido, el informe final debe indicar expresamente lo siguiente:

- i. Si se aplicó para algún Participante del Mercado Mayorista lo establecido en el numeral 1.2.3.5 de la NCC-1.
- ii. Si se validó por parte del AMM toda la información presentada por los Participantes del Mercado Mayorista, o
- iii. Si se utilizó por parte del AMM alguna información bajo responsabilidad de un Participante, conforme lo indica el numeral 1.2.4.1 de la NCC-1. En relación a este punto, deberá informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) conforme lo establece el referido numeral.

Observación 5: Mantenimientos de Generación

- i. El AMM debe incluir una referencia expresa en el informe final que indique que la configuración de todos los mantenimientos mayores incluidos en la PLP y RPLP versión provisoria (según lo establece el literal b) del artículo 55 y artículo 63 del RAMM y el literal c) del numeral 1.2.4.2 de la NCC-1) no transgreden los márgenes de reserva operativos requeridos y que para programarlos se minimizó el sobrecosto de operación del sistema. El informe deberá incluir el procedimiento y el valor económico que justifique que se minimizó el sobrecosto de la operación del sistema por la configuración de los mantenimientos.
- ii. Se debe revisar el mantenimiento mayor consignado en el informe en su versión provisoria con el consignado en la Base de Datos SDDP para las siguientes centrales, dado que son diferentes entre ambas referencias:

- *Jaguar U2
- *La Libertad
- *Palo Viejo
- *Renace 2



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA. C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

En todo caso, es necesario revisar que los mantenimientos mayores coincidan con la base de datos, a fin de obtener como resultado condiciones probables del Mercado para el período proyectado.

- iii. El AMM deberá explicar en el informe el efecto sobre el Precio de Oportunidad de la Energía que tendrán: 1) la reducción de los días de 35 a 25 días para el mantenimiento de la Central Generadora San José, y 2) la suspensión del mantenimiento de septiembre de 2017 de Jaguar Energy.
- iv. El AMM deberá gestionar que el mantenimiento mayor de las unidades de Jaguar Energy no sea coincidente por la cantidad de potencia que queda indisponible, bajo el criterio normativo que se debe minimizar el sobre costo de la operación del sistema por mantenimientos.

Observación 6: Consideraciones a la base de datos utilizada (base de datos PLP 2017-2018 VD vs RPLP 2017-2018 VP)

- i. Existe un error en la cota de Chixoy establecido en la base de datos del SDDP como condición inicial para septiembre-2017, la cual debería ser 802.14 msnm (que fue la cota real para el 1 de septiembre de 2017) en lugar de 791 msnm que aparece en la Base de datos. Utilizar la cota 791 msnm y no la real tiene como consecuencia contar con 116.48 GWh menos de energía en Chixoy para el despacho.
- ii. Se identificó además que: el registro histórico de caudales de Xacbal es totalmente diferente al contenido en otras bases de datos; se observa una reducción del histórico de caudales de las centrales Panan, TigreZarco y El Libertador (de 1937 a 1951). La consecuencia que lo anterior es que se estima: a) se están programando 94 GWh menos de generación Hidro y b) un aumento de 1.13 USD/MWh promedio del POE. En ese sentido, es necesario que el AMM aclare:
 - a. Porqué se modeló en la base de datos del SDDP la Central Hidroeléctrica Oxec como central con embalse cuando en la Programación de Largo Plazo 2017-2018 dicha central se ha modelado como central de pasada.
 - b. La razón técnica y normativa por la cual se modificaron los registros históricos de caudales correspondientes a las centrales hidroeléctricas Panan, TigreZarco y el Libertador, los cuales iniciaban en 1937 y en la nueva base de datos inician en 1951.
 - c. La razón técnica y normativa por la cual se varió la serie de caudales de la hidroeléctrica Xacbal en magnitud de caudales (difieren en un factor de 10) y en período que contiene información (la RPLP inicia registros en el año 2000 y la PLP inicia registros en el año 2010) (**ver Anexo 3**), dado que la consecuencia es menor producción de energía para dicha central.
- iii. Así mismo, que aclare la razón técnica y normativa por la cual se modificó el mínimo técnico de las unidades de la central GENOR de 9 MW a 3 MW.

Observación 7: Eventuales observaciones y restricciones

- i. En el Informe de RPLP 2017-2018 VD se deberá especificar con certeza si será implementado el Esquema de Control Suplementarios (ECS) de Desconexión Automático de Carga, indicando el plazo en que dicho esquema se encontrará operativo.
- ii. Sobre la referencia en el informe de Programación y Reprogramación de Largo Plazo 2017-2018 que literalmente expresa: "*Es de suma urgencia promover las ampliaciones necesarias en el sistema eléctrico en 230 kV, de tal manera que se provea de distintas rutas que sean suficientes para la transmisión de potencia desde las centrales generadoras hacia los centros de consumo, manteniendo o mejorando la seguridad y calidad del SNI.*", se deberá identificar claramente y en orden de prioridad en el informe final cuáles son las ampliaciones de transmisión que en su opinión son necesarias e informarlas al Ministerio de Energía y Minas conforme lo establece el artículo 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Observación 8: Salida de Central La Esperanza (Poliwatt) del Mercado Mayorista

Se solicita al AMM en la Versión Definitiva de la RPLP 2017-2018 no considerar a la central La Esperanza disponible para prestar el servicio de reserva rápida (sección 7.3 del Informe de Reprogramación de Largo Plazo 2017-2018 VP), debido al proceso de salida del Mercado Mayorista que actualmente realiza el AMM de dicha central; lo anterior para que la RPLP considere condiciones reales del mercado y dé como resultado condiciones probables de operación.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Observación 9: Clasificación de Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá

Explique si la central hidroeléctrica Jurún Marinalá es una central de capacidad de regulación diaria o anual, dado que en la Programación de Largo Plazo del Año Estacional 2017-2018 en su Versión Definitiva y en la Reprogramación de Largo Plazo 2017-2018 Versión Provisoria se le asocia el Lago de Amatitlán como embalse de la central y en consecuencia se le estima un valor del agua, mientras que en el listado "Clasificación de Hidroeléctricas.xlsx" enviado a esta Comisión mediante memorial de fecha 7 de agosto de 2017, se le clasifica como una central de capacidad de regulación diaria. Asimismo, que aclare la clasificación que de conformidad con la normativa vigente le corresponde y consígnelo en el informe final.

Observación 10: Fuente de información de condiciones hidrológicas

El AMM en el Informe de Reprogramación de Largo Plazo 2017-2018 Versión Definitiva deberá hacer referencia a la fuente de información utilizada para el análisis de las condiciones hidrológicas indicadas en la Reprogramación de Largo Plazo, dado que no contiene dicha referencia.

Observación 11: Disponibilidad de las centrales de generación en la simulación del despacho

Considerando que el numeral 1.2.1 de la NCC-1 establece que determinar los valores mensuales de generación y estimar la energía no suministrada, es un objetivo de la programación y reprogramación de largo plazo, se deberá incluir dentro de la base de datos del SDDP las consideraciones técnicas que modelen la indisponibilidad histórica de las centrales de generación, con el fin de obtener una mejor evaluación del riesgo de desabastecimiento de la demanda y de la disponibilidad de la oferta de energía. Actualmente, al momento de realizar la programación y reprogramación de Largo Plazo, se simula que todas las centrales de generación están disponibles durante todo el período de estudio con la potencia máxima resultante de su última prueba de potencia máxima, lo cual no refleja la realidad operativa de las centrales dado que no están 100% disponibles. Esto se observa en el modelo del SDDP, ya que únicamente se modela el factor ICP (Indisponibilidad de corto plazo) con un valor de 2.9126 relacionado a la Reserva Rodante Regulante y el cronograma de mantenimiento informado por los agentes.

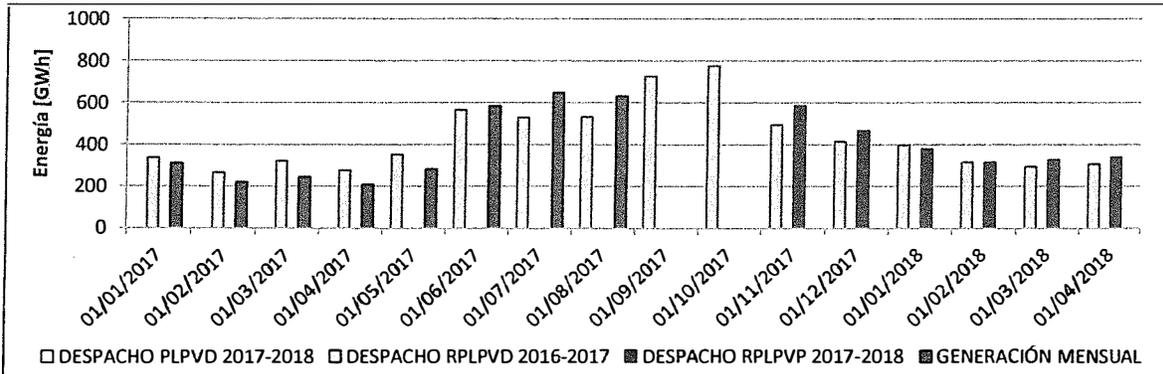
Observación 12: Publicidad de la información

El Administrador del Mercado Mayorista deberá incluir en el informe final y remitir a esta Comisión copia de todas las observaciones que le fueron enviadas por los Participantes del Mercado Mayorista y la correspondiente explicación técnica, indicando cuáles de estas observaciones implicaron ajustes a la Versión Provisoria de la Reprogramación de Largo Plazo del año estacional 2017-2018 y cuáles no, incluyendo su justificación para no considerar ajustes por dichas observaciones.

Anexo 2 a oficio GTM-Notas2017-58

**EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO
 AÑO ESTACIONAL 2017 – 2018 (MAYO A AGOSTO 2017)**

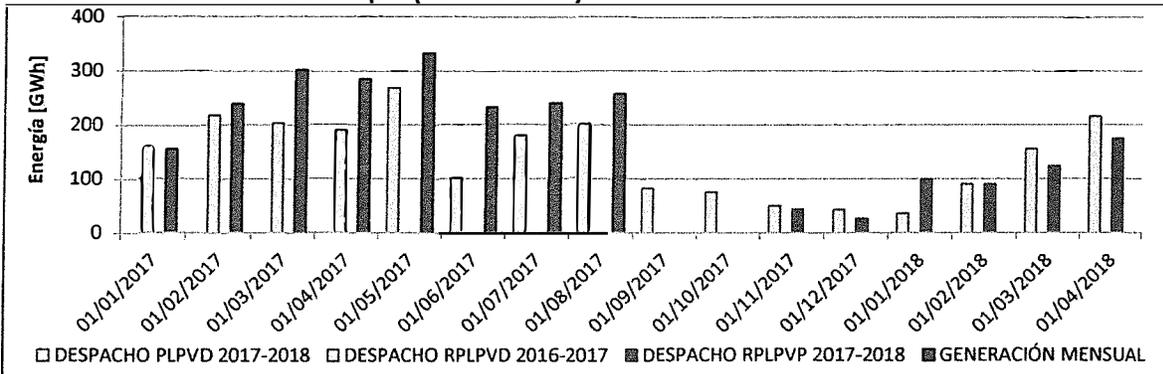
Producción hidroeléctrica



En los meses de enero a abril de 2017 la producción hidroeléctrica estuvo por debajo de lo previsto, lo mismo ocurrió para mayo 2017, el primer mes de la PLP 2017-2018; para junio, julio y agosto 2017 la producción hidroeléctrica mensual fue superior a la programada en la PLP 2017-2018 VD.

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que hay un aumento la producción prevista para el parque generador hidroeléctrico en el último semestre del Año Estacional pasando de 2,124.90 GWh a 2,335.04 GWh. Para dicho período, la inclusión de la central hidroeléctrica Xacbal Delta incrementó la producción del parque generador hidroeléctrico en 71.33 GWh.

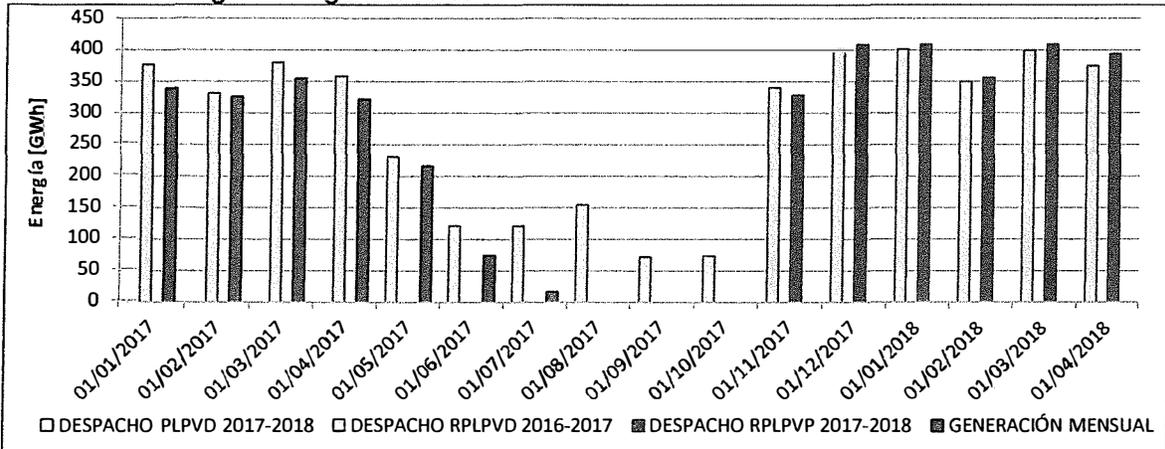
Producción con Turbinas de vapor (100% carbón)



Las centrales de turbina de vapor (100% carbón) estuvieron por encima de lo previsto en las programaciones para los meses de enero a abril de 2017; también se observó que para los meses de mayo, junio, julio y agosto 2017 la producción con turbina de vapor (100% carbón) estuvo por encima de lo programado; lo anterior debido al bajo aporte hidráulico que hubo para los meses de enero a abril 2017.

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que la generación mensual a base de carbón se reduce para todo el 2do semestre de la RPLP (a excepción de enero 2018), no llegando a superar en ninguno de esos meses los 200 GWh mensuales.

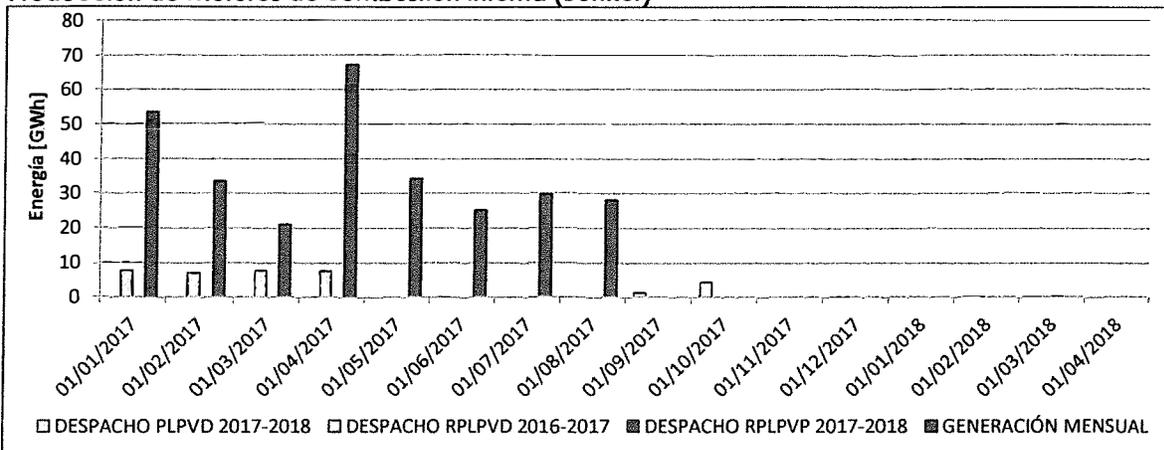
Producción de Ingenios cogeneradores



Para los meses de enero a abril de 2017 la producción de los ingenios estuvo por debajo de lo previsto; lo mismo ocurrió para mayo de 2017, primer mes de la PLP 2017-2018. Para junio, julio y agosto de 2017 – meses en que los ingenios ya operaban con cambio de combustible (de biomasa a carbón)- hubo una reducción en el requerimiento de estas centrales debido al incremento de su CVG y al aumento de los aportes de las centrales hidráulicas.

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que, a excepción de noviembre de 2017, la generación mensual en la producción de los cogeneradores será ligeramente superior a lo que se había previsto en la PLP, estando para todos esos meses por arriba de 300 GWh.

Producción de Motores de combustión interna (Bunker)



Los motores de combustión interna que utilizan bunker para la generación de energía eléctrica generaron muy por encima de lo programado en las Programaciones de Largo Plazo durante los meses de enero a abril de 2017, lo mismo ocurrió durante los meses de mayo, junio, julio y agosto de 2017. Lo anterior se debió al bajo aporte de las centrales hidroeléctricas en el período de enero a mayo 2017, y a que resultó más económico para el despacho asignar este tipo de centrales en lugar de las de carbón (por costos de arranque y parada) de junio a agosto de 2017.

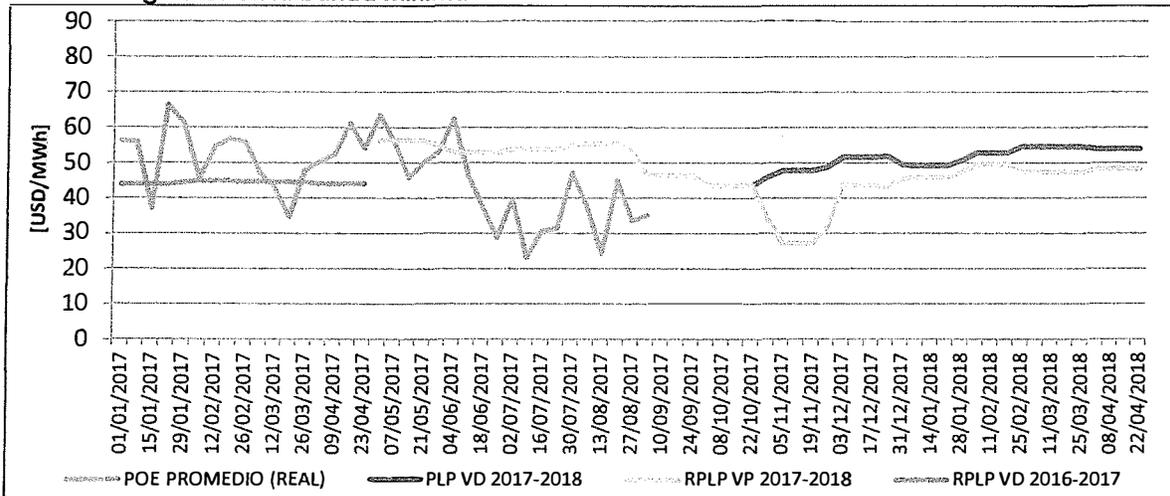
Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que en ambas programaciones se tiene prevista una generación prácticamente nula de este tipo de centrales para el período noviembre 2017 a abril 2018.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA. C. A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

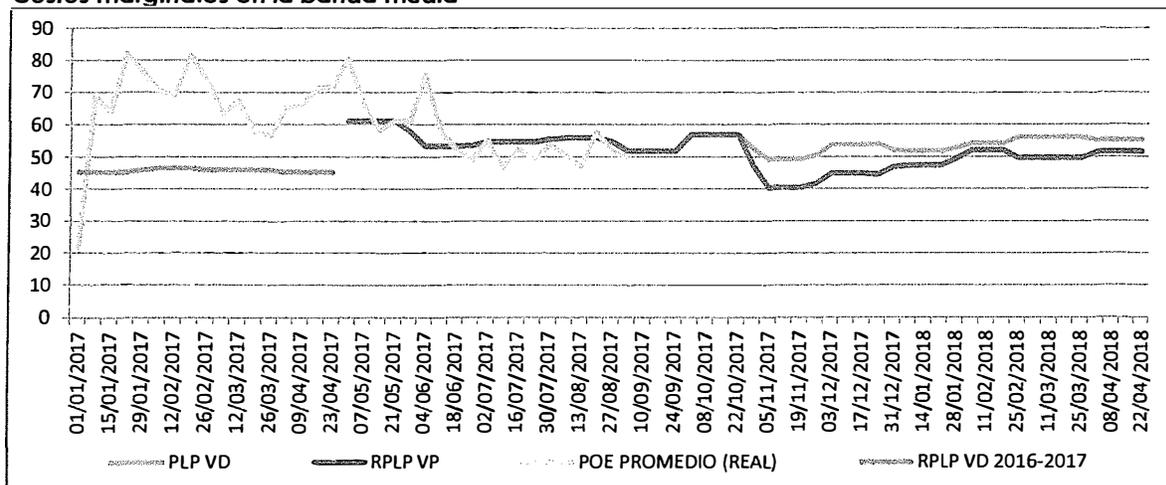
Costos marginales en la banda mínima



El costo marginal de la energía en la banda mínima para el período enero a abril de 2017 estuvo la mayor parte del tiempo por arriba del previsto, superando incluso los 60 USD/MWh en enero 2017, respecto a un valor en torno a los 45 USD/MWh esperado. Durante el mes de mayo 2017 (primer mes de la PLP 2017-2018) el costo marginal de la energía estuvo en torno a lo programado, ligeramente por arriba de 55 USD/MWh. Para los meses de junio, julio y agosto de 2017 el costo marginal de la energía real estuvo por debajo de lo programado en la respectiva PLP.

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que durante noviembre y diciembre de 2017 la RPLP proyecta un costo marginal de la energía menor al previsto originalmente en la PLP, alcanzando valores menores a 30 USD/MWh respecto a los 50 USD/MWh previstos en la PLP. A partir de enero de 2018 el costo marginal de la energía es similar en la PLP que en la RPLP, aunque con los valores de la RPLP ligeramente menores.

Costos marginales en la banda media



El costo marginal de la energía en la banda media para el período enero a abril de 2017 estuvo todo el tiempo por arriba del previsto, llegando incluso los 80 USD/MWh en enero, febrero y abril de 2017, respecto a un valor en torno a los 45 USD/MWh esperado. Durante el mes de mayo 2017 (primer mes de la PLP 2017-2018) el costo marginal de la energía estuvo en torno a lo programado, en torno a 60 USD/MWh. Para los meses de junio, julio y agosto de 2017 el costo marginal de la energía real estuvo ligeramente por debajo de lo programado en la respectiva PLP, en torno a los 50 USD/MWh.

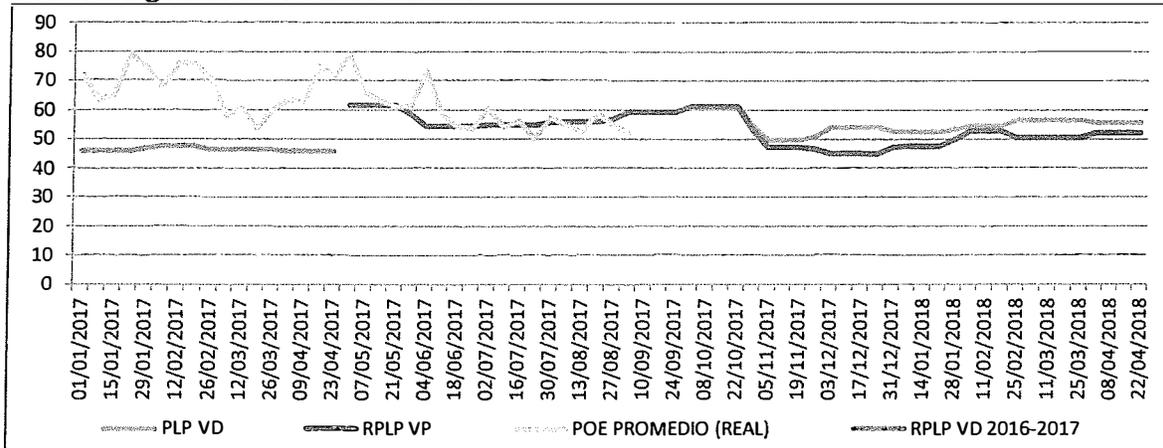


COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que el costo marginal de la energía de la RPLP resulta durante todo el período menor al previsto originalmente en la PLP; la mayor diferencia se observa en los meses de noviembre y diciembre de 2017, en torno a 10 USD/MWh y 5 USD/MWh, respectivamente. Para los meses restantes del Año Estacional la diferencia es menor.

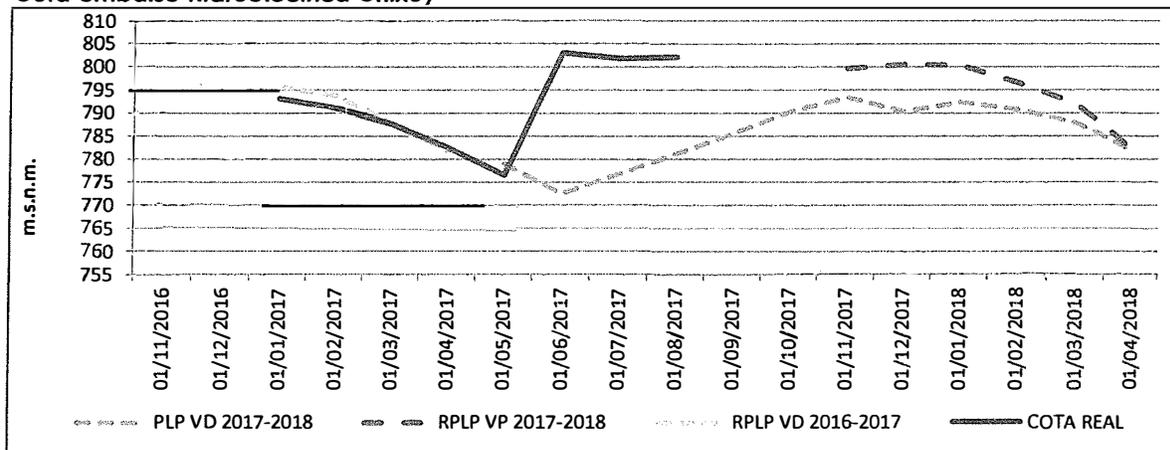
Costos marginales en la banda máxima



El costo marginal de la energía en la banda máxima para el período enero a abril de 2017 estuvo todo el tiempo por arriba del previsto, manteniéndose por arriba de los 60 USD/MWh sin superar los 80 USD/MWh, distinto al valor entorno a los 50 USD/MWh que se esperaba. Para los meses de mayo, junio, julio y agosto de 2017 el costo marginal de la energía real fue muy similar al previsto en la PLP, situándose entre 55 USD/MWh y 60 USD/MWh.

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que el costo marginal de la energía de la RPLP resulta durante todo el período ligeramente menor al previsto originalmente en la PLP; la mayor diferencia se observa en el mes de diciembre de 2017, en torno a 10 USD/MWh. Para los meses restantes del Año Estacional la diferencia es menor.

Cota embalse hidroeléctrica Chixoy



El nivel del agua en el embalse de la central hidroeléctrica Chixoy descendió de enero a abril de 2017 y durante mayo de 2017 (primer mes de la PLP 2017-2018) de la forma en la que estaba previsto en la Programación de Largo plazo en su versión definitiva del año estacional 2017-2018. A partir de finales del mes de junio de 2017, debido a las copiosas lluvias, el nivel del embalse alcanzó su cota máxima (803 m.s.n.m.) y ha permanecido por encima de los 800 m.s.n.m. desde entonces.

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que, contrario a lo que se tenía previsto en la PLP, el embalse de la central hidroeléctrica Chixoy sí se llenó y esto ocurrió en junio de 2017. Se observa también que la RPLP estima mayor cota de embalse (en el orden de 800 m.s.n.m.) para los

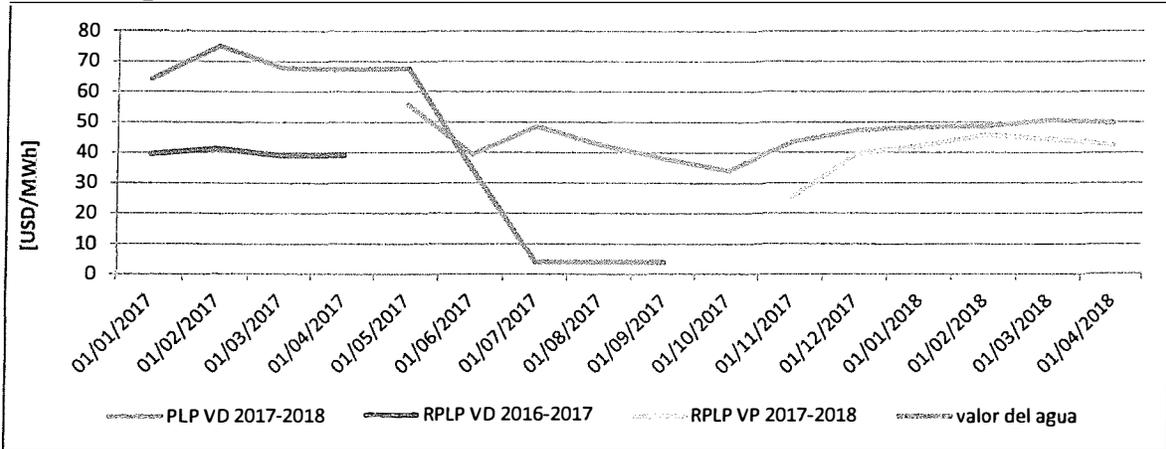


COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^o. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA. C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

meses de noviembre y diciembre de 2017, así como para enero de 2018. Para abril de 2018 tanto la PLP como la RPLP estiman un nivel de cota en el orden de 785 m.s.n.m.

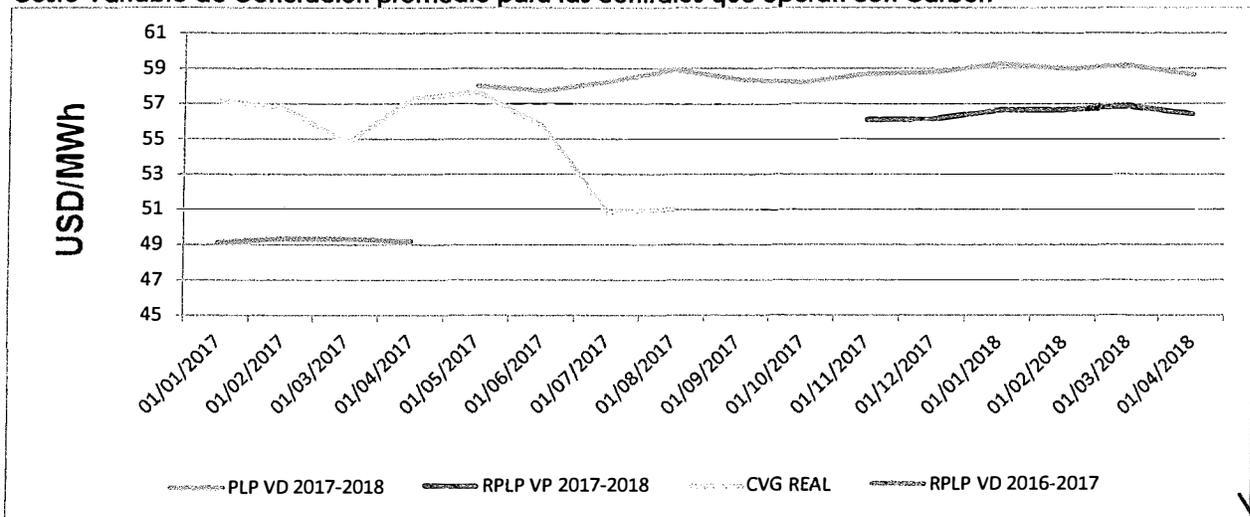
Valor del agua de hidroeléctrica Chixoy



El valor del agua de la central hidroeléctrica Chixoy estuvo muy por arriba de lo que fue estimado para los meses de enero a abril de 2017; se había previsto valores en el orden de 40 USD/MWh, pero los valores registrados estuvieron en dicho período en torno a los 70 USD/MWh. Para el mes de mayo de 2017 (el primer mes de la PLP 2017-2018) se tenía previsto un valor de agua en torno a los 55 USD/MWh, sin embargo este se mantuvo en el orden de 70 USD/MWh; para el mes de junio de 2017 tanto el valor previsto en la PLP como el registrado fueron muy similares, en torno a los 40 USD/MWh. Durante los meses de julio, agosto y septiembre de 2017 se volvió a observar una gran diferencia entre los valores de agua previstos en la PLP respecto a los valores registrados, ya que los primeros estuvieron entre 35 USD/MWh y 50 USD/MWh, mientras los segundos fueron menores a 5 USD/MWh.

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que los valores de agua previstos en la RPLP son menores a los inicialmente estimados en la PLP, siendo mayores las diferencias entre ambas programaciones en los meses de noviembre y diciembre de 2017 (en el orden de 20 USD/MWh y 9 USD/MWh, respectivamente); de enero a abril de 2017 las diferencias de valor de agua entre ambas programaciones son menores.

Costo Variable de Generación promedio para las centrales que operan con Carbón



El costo variable de generación promedio real de las centrales que operan con carbón estuvo por arriba de lo estimado para los meses de enero a abril de 2017, observándose valores en el orden de 58 USD/MWh respecto a los 49 USD/MWh que se tenían previstos en los meses de enero y febrero de 2017; para marzo y



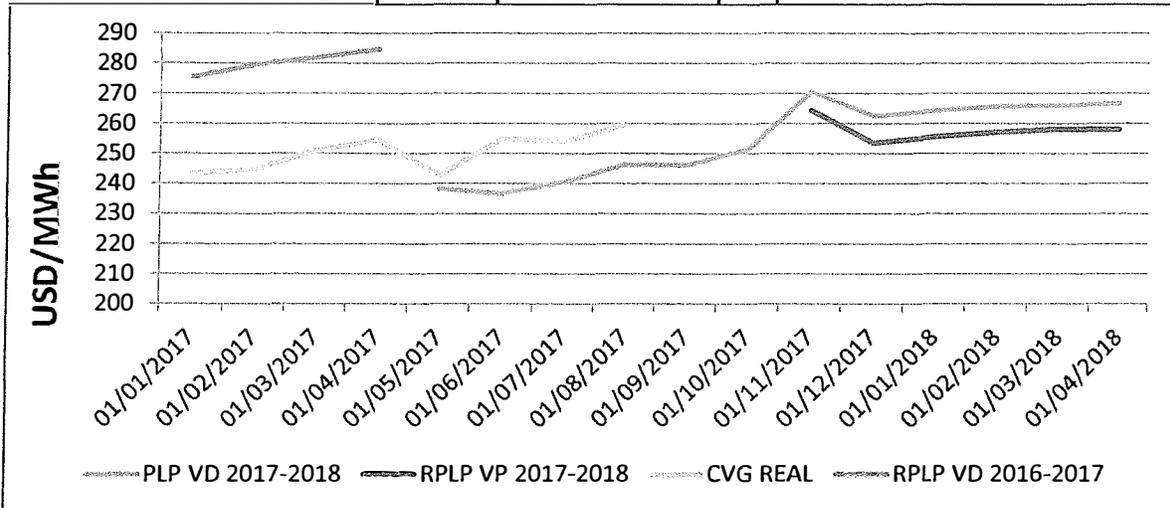
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

abril de 2017 los valores observados estuvieron en torno a los 54 USD/MWh y 57 USD/MWh respecto a los mismos 49 USD/MWh previstos para esos dos meses. Para mayo de 2017 (primer mes de la PLP 2017-2018) como para el resto del Año Estacional se estimaron costos variables de generación de esta tecnología en el orden de 58 USD/MWh y 59 USD/MWh, observándose en mayo de 2017 valores reales en el orden de 57 USD/MWh, en junio de 2017 valores similares a los programados (58 USD/MWh), mientras para julio y agosto de 2017 los valores observados fueron menores a los previstos, ya que fueron de 51 USD/MWh en ambos meses.

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que los costos variables de generación de centrales que operan con carbón, programados en la RPLP son menores en 3 USD/MWh a los originalmente previstos en la PLP para el 2do semestre del Año Estacional 2017-2018.

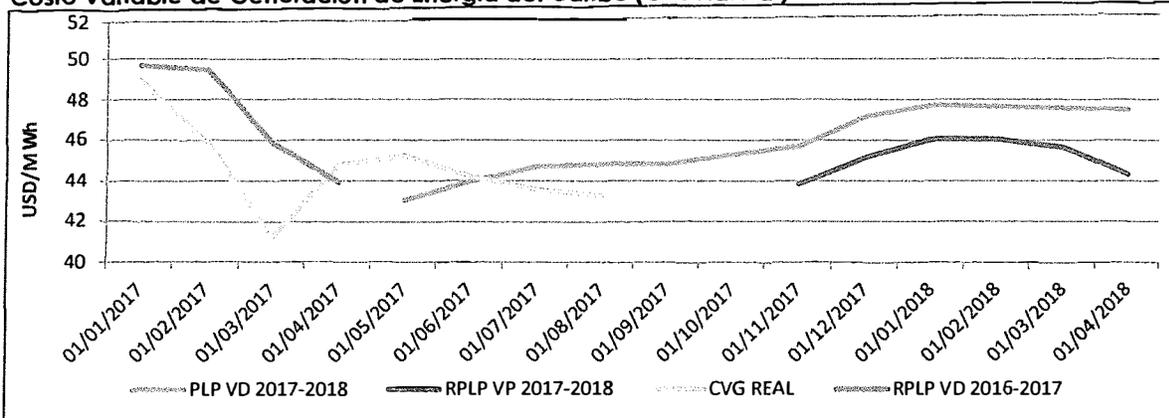
Costo Variable de Generación promedio para las centrales que operan con Diésel



El costo variable de generación promedio real de las centrales que operan con diésel estuvo por debajo en el orden de 30 USD/MWh de lo que fue estimado para los meses de enero a abril de 2017. Para mayo de 2017 (primer mes de la PLP 2017-2018) el costo variable de generación previsto fue muy similar al observado, ambos en torno a 240 USD/MWh; para los meses de junio, julio y agosto de 2017 los valores reales se colocaron por arriba de los valores proyectados, mostrando diferencias en el orden de 10 USD/MWh.

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que los costos variables de generación de centrales que operan con diésel, programados en la RPLP son menores en aproximadamente 7 USD/MWh a los originalmente previstos en la PLP para el 2do semestre del Año Estacional 2017-2018.

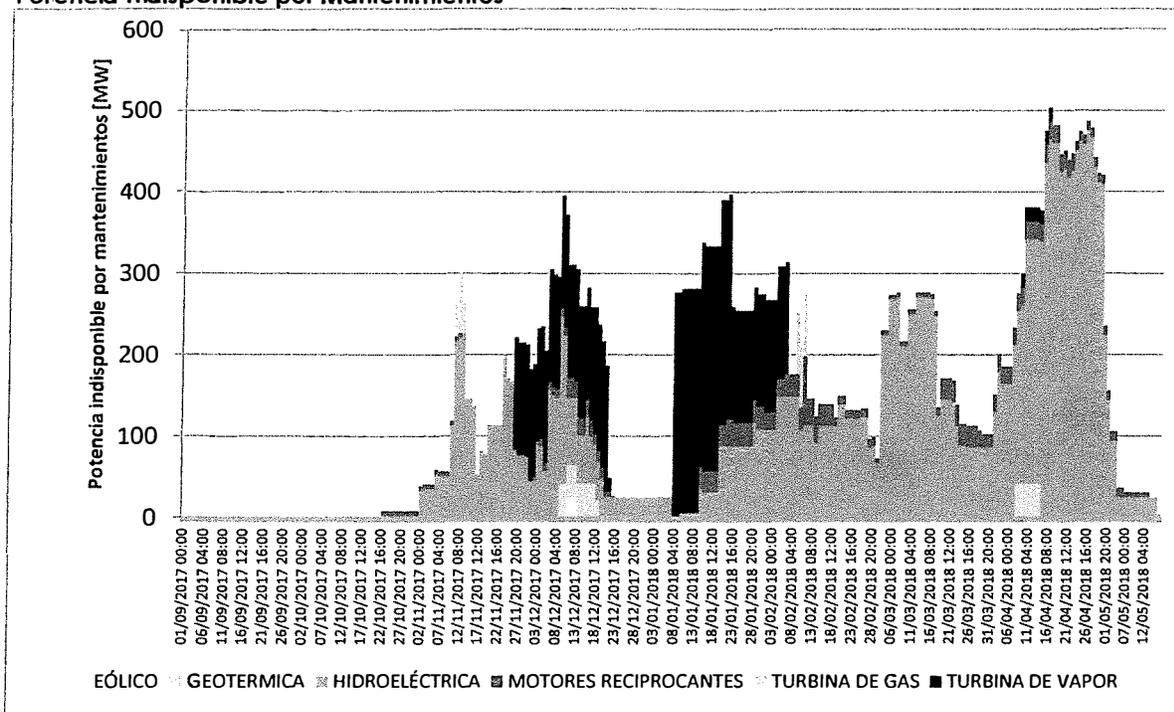
Costo Variable de Generación de Energía del Caribe (Gas Natural)



El costo variable de generación promedio real de la central que opera con gas natural estuvo por debajo en promedio 3 USD/MWh de lo que fue estimado para los meses de enero a marzo de 2017; para el mes de abril ambos estuvieron muy cercanos con un valor en torno a 44 USD/MWh. Para mayo de 2017 (primer mes de la PLP 2017-2018) el costo variable de generación previsto estuvo 2 USD/MWh por debajo del valor observado (43 USD/MWh y 45 USD/MWh, respectivamente), para el mes de junio ambos estuvieron muy cercanos con un valor en torno a 44 USD/MWh. Durante julio y agosto de 2017 el costo variable de generación real volvió a ubicarse por debajo del costo variable de generación previsto, con una diferencia en torno a 2 USD/MWh.

Al comparar la PLP 2017-2018 VD con la RPLP 2017-2018 VP se observa que los costos variables de generación de la central que opera con gas natural, programados en la RPLP son menores en aproximadamente 2 USD/MWh a los originalmente previstos en la PLP para los primeros 5 meses del 2do semestre del Año Estacional 2017-2018, para el mes de abril de 2018 la diferencia se duplica a prácticamente 4 USD/MWh. Para este tipo de combustible, el costo variable de generación muestra las menores diferencias entre los costos variables de generación reales y los programados, así como las menores diferencias entre los valores previstos en la PLP y la RPLP.

Potencia Indisponible por Mantenimientos



Se espera que la máxima indisponibilidad de potencia por mantenimientos mayores de generación se de en abril del 2018, junto con el mayor requerimiento térmico para el Año Estacional.

El mantenimiento mayor de la central **Energías de San José** está programado del 27 de noviembre al 21 de diciembre de 2017.

El mantenimiento mayor de la unidad 2 de la central **Jaguar Energy** está programado para el periodo de del 08 al 22 de enero de 2018. De las misma forma el mantenimiento de la unidad 1 está programado para dar inicio el 08 enero de 2018 y concluir el 06 de febrero de 2018 teniendo un traslape de 15 días con la segunda unidad.

El mantenimiento de las unidades de la central **Hidroeléctrica Chixoy** se realizará por etapas, una por una, iniciando el 20 de enero y finalizando el 04 mayo de 2018.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Anexo 3 a oficio GTM-NotaS2017-58

DIFERENCIAS EN BASE DE DATOS ENTRE PLP 2017-2018 VD Y RPLP 2017-2018 VP para Hidroeléctrica Xacbal AÑO ESTACIONAL 2017 – 2018

PLP 2017-2018 VD

Año	(m ³ /s)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1998												
1999												
2000												
2001												
2002												
2003												
2004												
2005												
2006												
2007												
2008												
2009												
2010	25.73	11.51	10.08	9.77	13.3	32.53	50.42	68.13	79.1	63.88	34.5	37.35
2011	16.86	12.58	11.28	9.52	11.28	17.52	36.84	34.85	57.99	74.36	28.63	20.31
2012	22.68	14.8	11.69	10.11	10.78	20.43	26.16	33.96	33.59	48.26	29.93	18.11
2013	17.55	15.02	11.37	9.76	10.13	34.79	33.2	33.55	53.88	48.78	45.77	50.15
2014	23.82	16.36	13.46	11.09	24.63	40.28	31.7	24.81	37.7	46.48	40.62	36.44
2015	21.72	15.27	11.89	9.48	8.74	17.79	25.46	23.17	41.59	46.38	41.23	38.66
2016	22.09	14.37	11.24	8.69	7.28	10.53	16.69	25.84	27.74	22.51	20.71	17.9

RPLP 2017-2018 VP

Año	(m ³ /s)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1998												
1999												
2000	1.88	1.25	1.02	0.89	1.97	4.03	4.8	5.18	6.96	7.73	3.2	2.91
2001	1.88	1.25	1.02	0.89	1.39	2.85	3.39	3.66	4.92	5.46	3.2	2.91
2002	2.23	1.48	1.22	1.06	1.24	2.53	3.01	3.25	4.37	4.84	3.8	3.45
2003	1.94	1.29	1.06	0.92	1.23	2.51	2.99	3.23	4.33	4.81	3.3	3
2004	1.99	1.37	1.12	0.93	1.61	2.63	2.07	1.62	2.46	3.03	3.39	3.04
2005	1.99	1.32	1.09	0.94	1.31	2.67	3.18	3.44	4.62	5.12	3.39	3.08
2006	1.95	1.3	1.06	0.92	1.27	2.6	3.09	3.34	4.49	4.98	3.32	3.01
2007	2.09	1.39	1.14	0.99	1.28	2.63	3.13	3.38	4.54	5.03	3.57	3.24
2008	2.03	1.35	1.11	0.96	1.47	3.02	3.59	3.88	5.21	5.79	3.45	3.13
2009	2.19	1.46	1.2	1.04	1.23	2.51	2.99	3.23	4.33	4.81	3.74	3.39
2010	2.57	1.15	1.01	0.98	1.33	3.25	5.04	6.81	7.91	6.39	3.45	3.74
2011	1.69	1.26	1.13	0.95	1.13	1.75	3.68	3.49	5.8	7.44	2.86	2.03
2012	2.27	1.48	1.17	1.01	1.08	2.04	2.62	3.4	3.36	4.83	2.99	1.81
2013	1.76	1.5	1.14	0.98	1.01	3.48	3.32	3.36	5.39	4.88	4.58	5.02
2014	2.38	1.64	1.35	1.11	2.46	4.03	3.17	2.48	3.77	4.65	4.06	3.64
2015	2.17	1.53	1.19	0.95	0.87	1.78	2.55	2.32	4.16	4.64	4.12	3.87
2016	2.21	1.44	1.12	0.87	0.73	1.05	1.67	2.58	2.77	2.25	2.07	1.79