



# SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO PANAMEÑO Y PERSPECTIVA A CORTO Y MEDIANO PLAZO

Un aporte de la Asociación Nacional Panameña de  
Generadores Eléctricos (ANPAG)

Enero 2021

Asociación Nacional Panameña de Generadores Eléctricos  
(ANPAG)

## Tabla de Contenido

I.	Demanda del Sistema.....	2
II.	Generación: Adiciones de Capacidad y Retiros.....	4
III.	Costos Operativos y Confiabilidad del Sistema .....	6
IV.	Evitar Contrataciones de Emergencia .....	9
V.	Recomendaciones .....	10

## I. Demanda del Sistema

Panamá ha sido una de las economías más dinámicas de América Latina. Panamá experimentó una expansión económica sin precedentes con un crecimiento anual promedio del 5.66% en los últimos 25 años, el más duradero y rápido de América Latina.

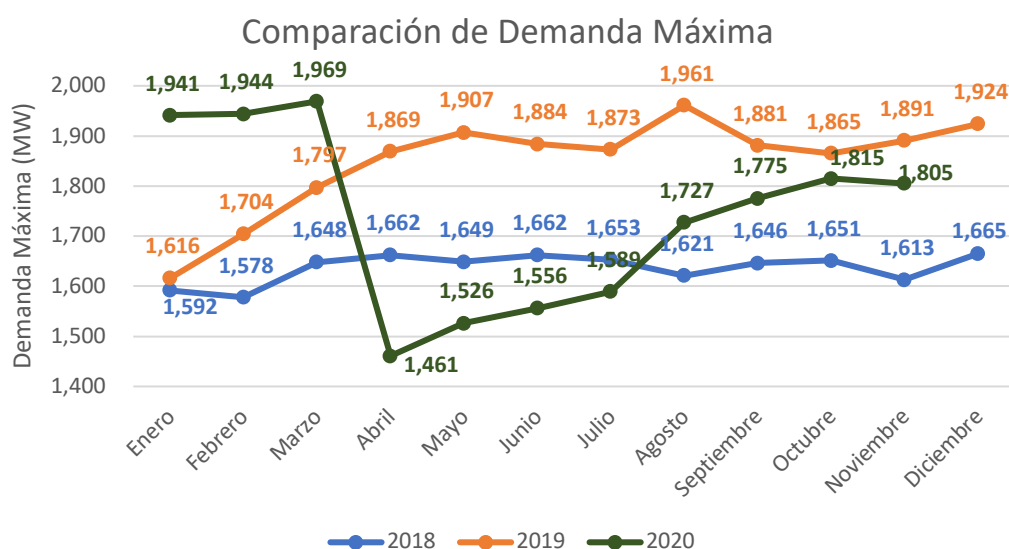
**Crecimiento histórico de la demanda en Panamá y consumo energía**

Año	Energía (GWh)	%	Demanda (MW)	%
2010	7,044.8	8.2%	1,222.4	5.9%
2011	7,481.0	6.2%	1,286.5	5.2%
2012	8,167.4	9.2%	1,386.3	7.8%
2013	8,512.1	4.2%	1,443.9	4.2%
2014	8,922.9	4.8%	1,503.5	4.1%
2015	9,710.8	8.8%	1,612.0	7.2%
2016	9,994.7	2.9%	1,618.0	0.4%
2017	10,279.8	2.9%	1,657.0	2.4%
2018	10,457.4	1.7%	1,665.0	0.5%
2019	10,725.6	2.6%	1,961.0	17.8%
2020	10,079.3*	-6.41%	1,969.0	0.41%

Fuente: Datos históricos del mercado, CND.

\*Real hasta noviembre y estimación diciembre 2020

Previo a la pandemia del Coronavirus en 2020 (COVID-19) el sistema panameño presentó un crecimiento promedio en los últimos 5 años de 3.78% en el consumo de energía y 5.66% en demanda de potencia. Posteriormente, con las afectaciones en la economía nacional, producto de las medidas adoptadas por las autoridades para mitigar la propagación del virus, se presentó una contracción en el consumo de energía y en la demanda de potencia del sistema:

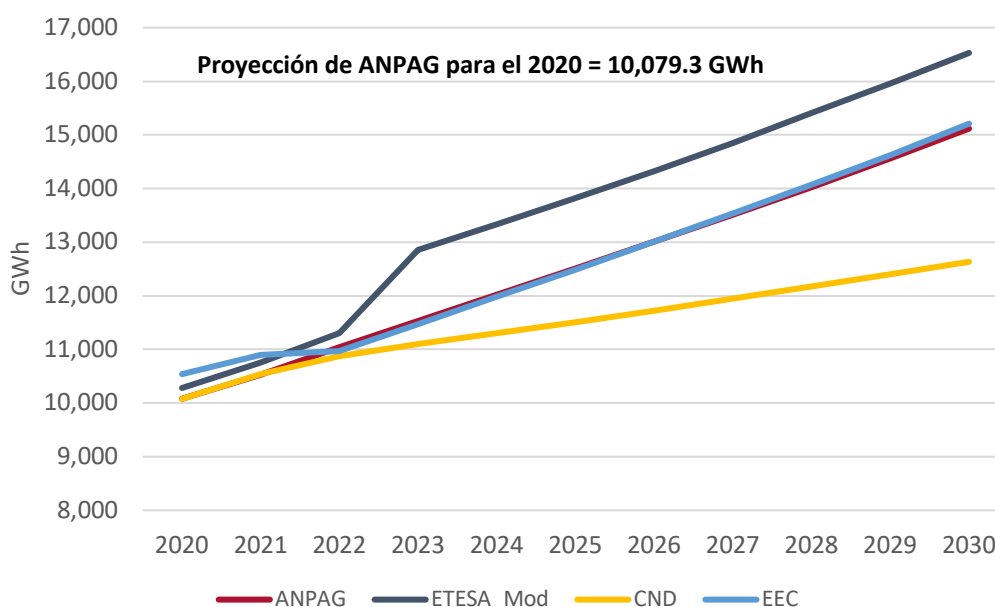


A la fecha, se mantiene la incertidumbre sobre el comportamiento de la demanda en el corto plazo debido a que persiste la pandemia del COVID-19, así como las medidas para mitigar su

propagación, cuyo impacto se evidencia en el consumo y demanda del sistema. No obstante, con base al comportamiento mostrado por el sistema eléctrico panameño a finales del año 2020, donde se logró recuperar rápidamente la demanda del sistema una vez se levantaron ciertas restricciones a la actividad económica (llegando inclusive a niveles similares de demanda a los vistos a inicios del año 2019), consideramos que la demanda presentará una rápida recuperación una vez se implemente el plan de reactivación económica, con la llegada de las vacunas contra el COVID-19 a partir del segundo trimestre de 2021. Recordemos que la demanda a la que hacemos referencia es carga instalada en la actualidad y que está esperando la reactivación económica.

A continuación, se muestra la proyección de consumo de energía elaborada por el Centro Nacional de Despacho (CND) en el Informe Indicativo de Demanda 2021-2041 (IID) presentado en diciembre de 2020, también se muestra la proyección de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) publicada en diciembre de 2020 en los Estudios Básicos 2020-2034 y en adición, hemos incorporado la de un consultor externo, en este caso Estudios Energéticos Consultores (EEC) y la nuestra como asociación que considera el consumo real hasta noviembre de 2020 y estimado para diciembre 2020. Como asociación consideramos que en 2021 el crecimiento será algo mayor a lo que estima el CND y ETESA, debido a la llegada de la vacuna contra el COVID-19 y gracias al plan de recuperación económico del Gobierno Nacional.

### Proyecciones de Energía (GWh)



Crecimiento de Consumo de Energía (%)				
Año	CND	ETESA	EEC	ANPAG
2020	-6.06%	-4.15%	-1.74%	-6.41%
2021	4.37%	4.40%	3.29%	4.42%
2022-2025	2.17%	6.00%	3.34%	4.08%
2026-2034	1.93%	3.46%	3.70%	3.70%*

Nuestras consideraciones como Asociación es que la recuperación de la demanda mostrada en el IID no parecería acorde al plan de reactivación económica del Gobierno Nacional, ya que se

proyecta una demanda mucho más deprimida que no superaría la demanda máxima de 2019 hasta el año 2028; y el crecimiento en energía en el corto y largo plazo se proyecta menor que el promedio de los últimos años. En este sentido, creemos que la demanda no se ha retirado de este país, y que productos de las medidas se ha visto reducida, pero una vez el país reactive la actividad económica, deberíamos volver a los valores de demanda pre-COVID. Por ejemplo, durante octubre de 2020 (el mes con menos restricciones desde la pandemia) el consumo de energía solo estuvo -0.29% por debajo respecto del mismo mes del año anterior, lo que indica que en cuanto se consiga la vacuna (el Gobierno Nacional anunció que la tendrá en el 1er trimestre de 2021) y las restricciones puedan relajarse, la demanda que existe puede llegar a niveles de 2018-2019 en el 2021. En adición, en el mediano y largo plazo existen crecimientos previstos en torno a movilidad eléctrica y otros proyectos de infraestructura que se reanudan como la línea 3 del Metro de Panamá, que podrían impactar en este crecimiento y debería ser parte del plan de recuperación económica.

## II. Generación: Adiciones de Capacidad y Retiros

Panamá está en un proceso de transformación de su matriz energética. Varias plantas de Bunker / Diesel han anunciado su retiro del sistema durante el periodo 2020-2021, **totalizando aproximadamente 257 MW de capacidad instalada**. En adición, entre el 2022 y 2023 **está la posibilidad de que 668 MW de capacidad instalada sea retirada del sistema por falta de contratos de suministros y/o sustento económico para mantenerse operativos<sup>1</sup>**. La continuidad operativa de algunas de estas centrales térmicas dependerá de la licitación de ETESA que deberá realizarse durante el primer trimestre de 2021.

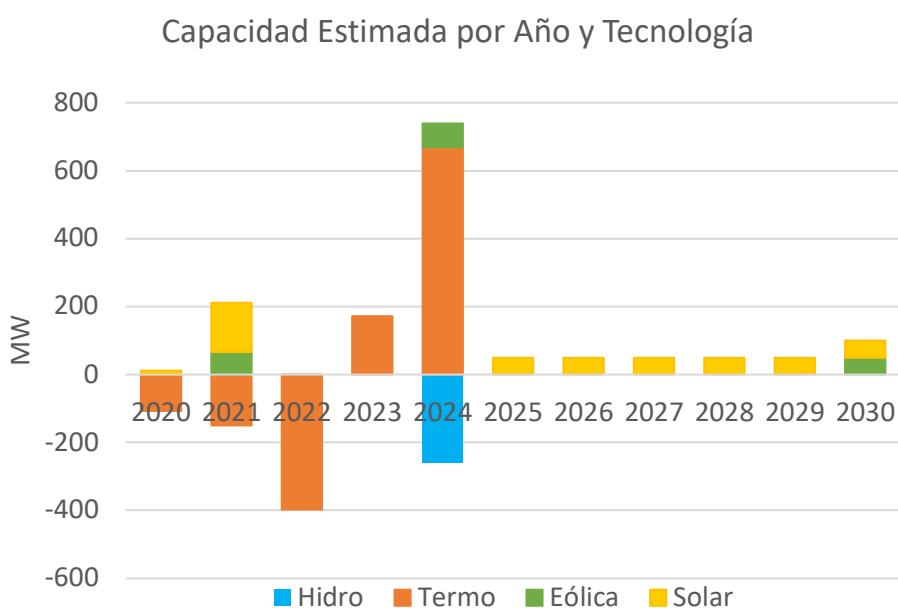
Retiros de Capacidad del Sistema - Confirmados				
Año	Mes	Tipo	Planta	MW
2020	Ago	Térmica	Miraflores G6	-17
2020	Ago	Térmica	Miraflores G8	-18
2020	Ago	Térmica	Estrella del Mar (Barcaza - AES)	-72
2021	Ene	Térmica	Barcaza La Esperanza (Kanan)	-92
2021	Mar	Térmica	Jinro	-57.8
<b>TOTAL DE RETIRO CONFIRMADOS</b>				<b>-256.8</b>
Retiros de Capacidad del Sistema - Posibles (Dependen de una Licitación en 2021)				
Año	Mes	Tipo	Planta	MW
			Bahia las Minas - Ciclo	
2022	Ene	Térmica	Combinado	-100
2022	Ene	Térmica	Pedregal	-55
2022	Ene	Térmica	PanAm	-147
2022	Ene	Térmica	Cativá	-87
2023	Ene	Térmica	GENA	-150
2023	Ene	Térmica	BLM Carbón	-120
<b>TOTAL EN POSIBLES RETIROS</b>				<b>-668</b>
2024	Ene	Hidro	Bayano*	-260

<sup>1</sup> Actualmente la central PanAm (147 MW) no tiene contrato y a partir de abril la central Pacora (55 MW) estará en la misma situación.

Se esperan adiciones de capacidad en energía solar y eólica para 2021 y también a mediano y largo plazo. Es notable el ingreso de capacidad firme a través de centrales térmicas de Ciclo Combinado de GNL durante los años 2023 y 2024.

Adiciones de Capacidad al Sistema				
Año	Mes	Tipo	Planta	MW
2020	May	Solar	Pacora II	3.00
2020	Ago	Solar	Don Félix II	7.99
2021	Mar	Solar	Solar Penonomé (Avanzalia)	120.00
2021	Jun	Eólico	Toabré	66.00
2021	Oct	Solar	Mayorca Solar (AES)	9.97
2021	Oct	Solar	Pesé Solar (AES)	15.96
2023	Jul	Térmica	Gas To Power Panama	441.00
2024	Jan	Térmica	Telfers	670.00
2024	Ene	Eólico	Portobelo (UEPIII)	17.00
2024	Ene	Eólico	Nuevo Chagres (UEIII)	52.00

Es evidente que en el corto plazo el sistema estaría retirando capacidad firme sin compensarla hasta el año 2023/2024. Esta situación podría derivar en una disminución de la confiabilidad de suministro del sistema en el corto plazo, cuyas probabilidades de ocurrencia aumentan si se entre el periodo 2021 – 2023 ocurre un año afectado por el fenómeno de “El Niño” donde merma la producción hidroeléctrica del sistema. Hay que tener en cuenta que los proyectos de generación a base de Gas Natural no evidencian avances en su gestión constructiva, por lo que es probable sus retrasos en operación.



Considerando lo anterior, es de suma importancia que el Gobierno Nacional cuente con soluciones que garanticen la continuidad operativa de aquellas centrales que brindan capacidad firme al sistema y contribuyen a la garantía de suministro. Como asociación proponemos al Gobierno Nacional las siguientes soluciones:

1. Implementar un esquema de pago por reserva estratégica que asegure el suministro de energía en este país en el corto plazo (confiabilidad), para lo que se requerirá que las Autoridades puedan aprobarlo e implementarlo de manera oportuna para no perder potencia firme que está por retirarse en el sistema.
2. Futura contratación de Potencia y Energía de corto/mediano plazo considerando un crecimiento de demanda acorde con la realidad de nuestro país y apoyado en un plan de recuperación económico por parte del Gobierno.

### III. Costos Operativos y Confiabilidad del Sistema

#### III.1. Costos Operativos

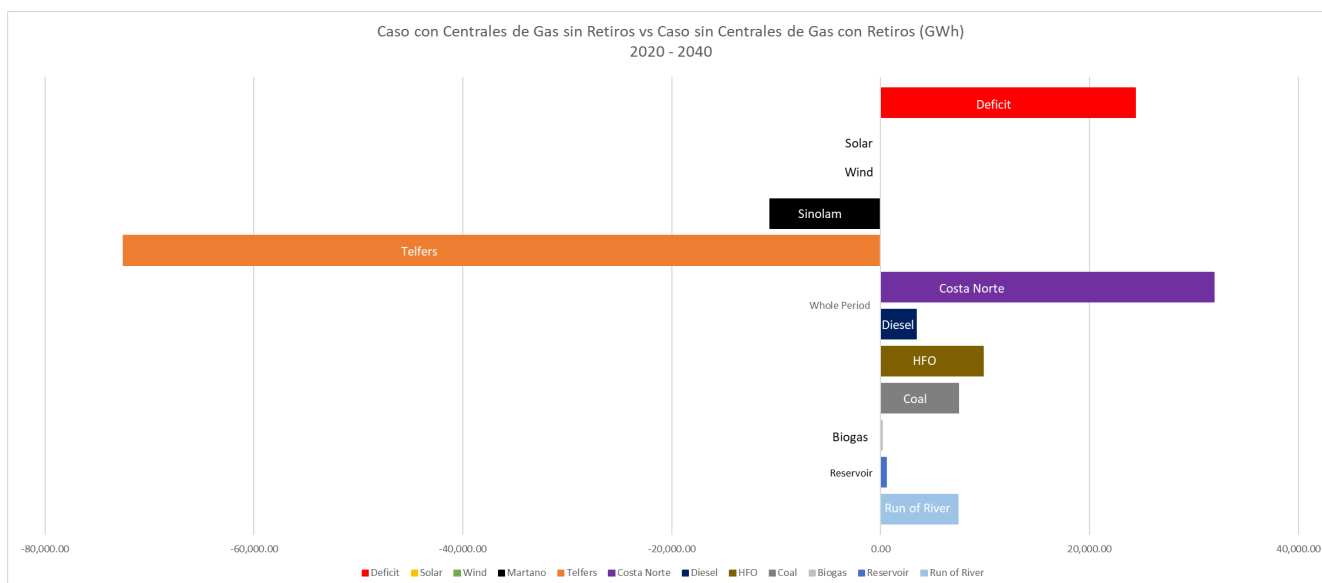
De implementarse las soluciones propuestas por ANPAG, se estaría evitando posibles situaciones de déficit por falta de capacidad para garantizar el suministro de energía al sistema ante eventos climatológicos como el fenómeno de El Niño, retrasos en la entrada de los proyectos de gas natural en el mediano plazo o crecimientos imprevistos de demanda. Para validar lo anterior, se realizó un análisis energético con dos (2) simulaciones utilizando el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP):

1. Caso de referencia: Considera las adiciones de capacidad como se mencionó anteriormente y que el plantel térmico existente permanece operativo a pesar de no estar contratado.
2. Caso sin adiciones y con retiros: Asume que no hay capacidad adicional en el mediano y largo plazo. Entonces, los proyectos de Telfers (670 MW) y Sinolam (420 MW) se descartan de la capacidad agregada. Además, considera el retiro parcial del plantel térmico que termina contratos de suministro en los años 2021 y 2022, asumiendo que se realiza una licitación por 300 MW y se retiran los 368 MW restantes<sup>2</sup>.

A continuación, se comparan los costos operativos del sistema entre el caso de referencia (1) y el caso sin adiciones y con retiros (2):

---

<sup>2</sup> Hay que recordar que, según nuestro análisis, existen 668 MW de capacidad firme que tienen posibilidad de retirarse ante la falta de contratación.



Los resultados muestran un incremento en la participación de las plantas Bunker, Carbón y Diesel que permanecen en el sistema, aumentando el costo de operación (y el precio del Mercado Ocasional). A pesar de este incremento, a partir de 2023 en adelante se muestra un Déficit, lo que significa que el sistema requiere adiciones de capacidad y, por lo tanto, deben permanecer operativas plantas que asumimos se retiraban por falta de contratos.

Concluimos que, si se realiza una licitación por solo 300 MW, quedarán 368 MW sin contratar, por lo que al retirar esta capacidad del sistema se presentarán déficits que deberán ser cubiertos con nueva capacidad, la cual dependerá de la entrada o no de los proyectos de gas, por lo que consideramos que es importante mantener el plantel existente mientras se define el estatus de los proyectos de gas.

Si se da un retraso en la entrada de estos proyectos de gas, el costo operativo del sistema se incrementará sustancialmente porque la generación que debió darse con gas se reemplazará con tecnologías más caras como son térmicas de combustible líquido, asumiendo que alguna de estas permanezca operativa después del 2021.

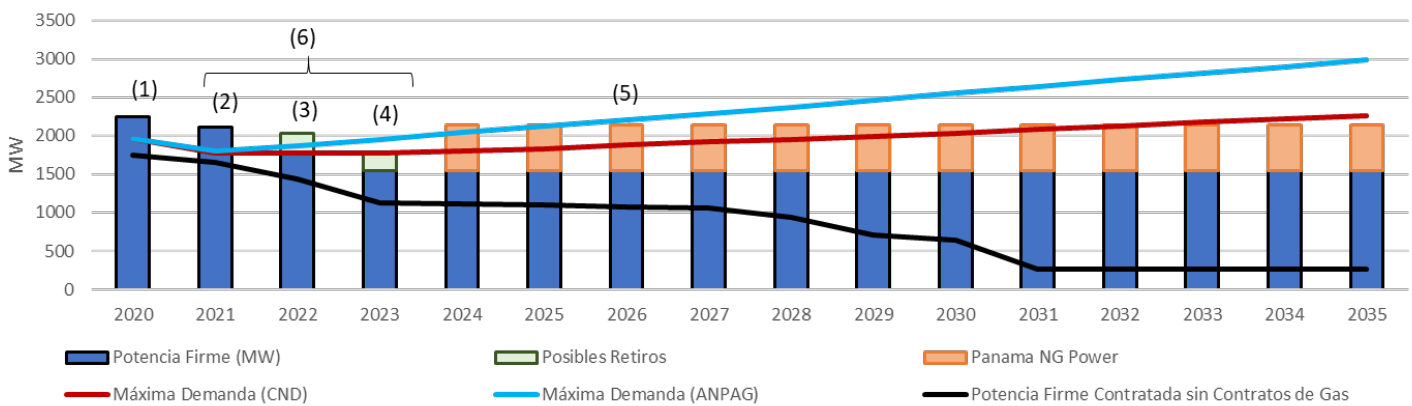
### III.II. Confiabilidad del Sistema

En adición al análisis presentado sobre el plantel de generación, se realizó un análisis sobre la demanda del sistema.

A continuación, presentamos un gráfico que compara la proyección anual de la Demanda Máxima de Generación (DMG) del sistema, la Potencia Firme de Largo Plazo del plantel existente y futuro, y los niveles de contratación del sistema. La información para la elaboración de dicho gráfico es de dominio público y está basada en el Informe de Potencia Firme de Largo Plazo 2021 del CND, la proyección elaborada por EEC (identificada como ANPAG), el Plan Indicativo de Generación de ETESA 2020-2034 e información publicada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) sobre los contratos de suministro existentes:



### Proyección de Potencia Firme y Máxima Demanda (MW)



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del Plan Indicativo de Generación de ETESA 2020-2034, Informe Indicativo de Demandas del CND y el reporte de Estudios Energéticos Consultores, Panama Market Due Diligence for Solar PV and Wind Projects, Agosto 2020. La Potencia Firme no incluye a Minera Panama, ni tampoco lo hace la Demanda Máxima. A partir de 2024 incluye a Panama NG Power.

- (1) La potencia firme del sistema disminuyó 64.46 MW en el año 2020 con el retiro de la barcaza Estrella de Mar de AES y se espera que en el año 2021 se dé el retiro de la barcaza La Esperanza (Kanan Overseas) y las unidades de Jinro para un combinado de 141.44 MW menos de potencia firme entre ambos.
- (2) En el año 2021, al terminar sus contratos de suministro y no poder subsistir, se prevé el retiro de las unidades de PanAm, Pacora (Pedregal) y Cativá las cuales se suman a las turbinas diésel de Bahía las Minas lo que resulta en una disminución de 260.23 MW en potencia firme al inicio del 2022.
- (3) Al terminar sus contratos de suministro en 2022, se espera el retiro de las unidades de Bahía las Minas y Generadora del Atlántico al no tener una fuente fija de ingresos para subsistir.
- (4) A partir de 2023 se presenta déficit en el sistema por falta de potencia firme. En 2024 si se da el ingreso de la central térmicas Telfers habría suficiente potencia firme en el corto plazo, sin embargo, la incertidumbre en la entrada de los proyectos de gas crea la posibilidad de que se tenga un déficit de potencia firme a largo plazo.
- (5) Si se retira el plantel térmico existente, podría no existir reserva suficiente para dar confiabilidad al sistema cuando las centrales de gas se encuentren en mantenimiento.
- (6) Al ser Panamá dependiente de la hidrología, en caso de ocurrir el fenómeno de El Niño y ante la probable escasez de potencia firme en el sistema, es indispensable realizar una licitación que permita mantener en el sistema la potencia firme requerida en el corto y largo plazo y así evitar déficits y racionamientos. En la gráfica se puede observar cómo en el periodo 2021-2023 se reduce significativamente la potencia firme y se acerca a la DMG proyectada.

Nuestra visión como asociación es que si la demanda se comportara como la indicada en la gráfica como “ANPAG” se produciría un déficit a partir del año 2022, considerando los retiros de capacidad térmica. En caso de asumir que la demanda se comportará como está proyectada en el IID del CND, dicho déficit se produciría a partir del 2023.

A partir de 2024 se asume la entrada de la central térmica Telfers (Panama NG Power) hacia septiembre, y en caso de algún retraso, el déficit aún sería mayor. Es por lo anterior que nuestra recomendación es que se trabaje en una estrategia para conservar la capacidad firme que está por retirarse hasta por lo menos la entrada de los proyectos de gas.

Así mismo, es importante destacar que como es de conocimiento público, la hidrología tiene un fuerte impacto en nuestra capacidad de generación y si ocurriese “El Niño” (seco) después de un 2021 pronosticado “La Niña”, aún la situación que nosotros estamos viendo se podría empeorar.

## IV. Evitar Contrataciones de Emergencia

Si las Autoridades panameñas no realizan las licitaciones requeridas para la contratación de potencia y energía a tiempo, entonces podría volver a ocurrir la situación surgida en 2013 cuando el Gobierno Nacional tuvo que realizar contrataciones de emergencia para evitar la falta de capacidad (déficit).

### Contrataciones de emergencia en 2013 y sus resultados:

#### LPI No. ETESA 05-13

- Adjudicada a Aggreko International Projects Limited
- 80 MW (Contrato de Solo Potencia)
- Período de Abril a Septiembre 2014
- Precio de Potencia = **\$30/kW-mes**

#### LPI No. ETESA 06-13

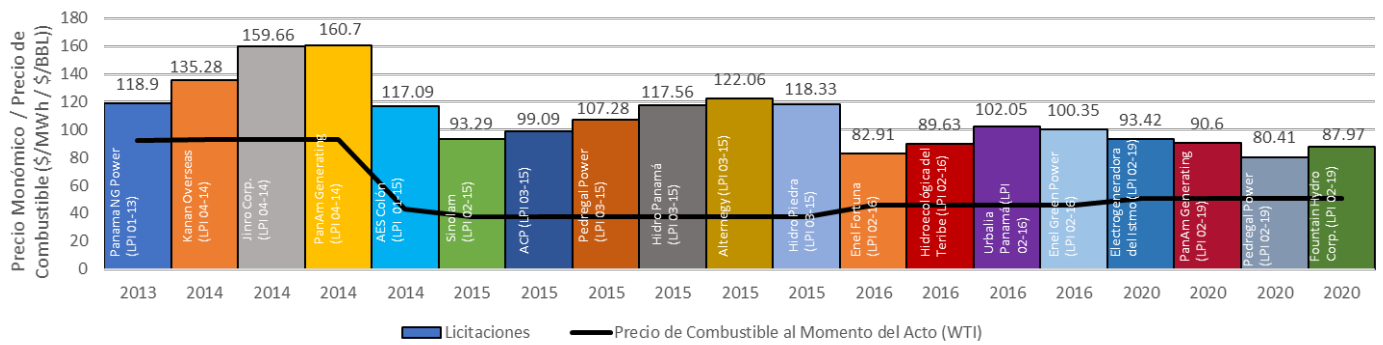
- Adjudicada a SoEnergy Panama S. de R.L.
- 60 MW (Contrato de Solo Potencia)
- Período de Enero a Junio 2014
- Precio de Potencia = **\$26/kW-mes**

Producto de las contrataciones de emergencia de sólo potencia y sólo energía (LPI No. ETESA 08-13, donde el precio promedio adjudicado fue de 209.12 \$/MWh), la tarifa del cliente final pasó de un promedio de \$0.16/kWh a \$0.19/kWh:

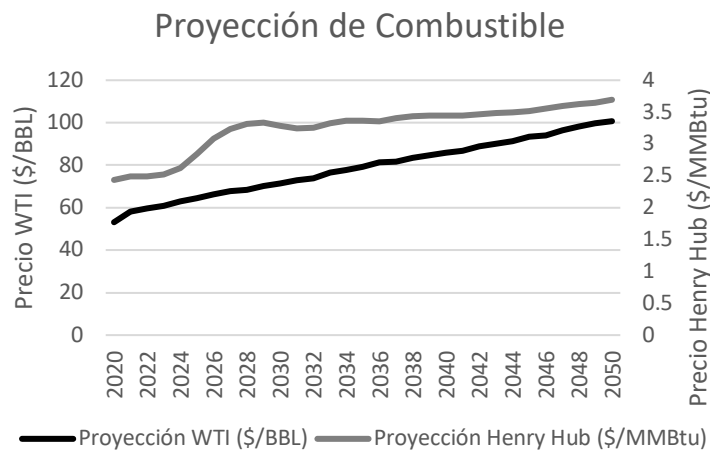
EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO PROMEDIO DE LA ELECTRICIDAD																	
1999 - 2015																	
EN CENTAVOS DE BALBOA																	
EMPRESA	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
EDEMET	10.33	11.91	12.16	11.67	12.19	12.41	13.67	15.24	16.21	20.71	17.58	17.19	17.25	16.95	18.79	20.37	18.52
ENSA	9.85	10.86	11.75	10.62	11.51	11.76	13.99	15.37	15.33	20.96	16.62	18.42	17.66	18.00	20.00	19.17	21.45
EDECHI	9.95	9.78	10.21	10.65	11.18	11.93	13.84	14.01	11.96	13.82	13.99	14.22	13.67	13.70	14.95	16.38	19.59
PROMEDIO	10.04	10.85	11.37	10.98	11.63	12.03	13.83	14.87	14.50	18.50	16.06	16.61	16.19	16.22	17.91	18.64	19.85

Si no se mantiene el plantel térmico existente con nuevos contratos de suministro que les permitan seguir operando, existe el riesgo de que, si las nuevas centrales de gas natural no entran en operación, se tendría que licitar nueva capacidad con precios de potencia muy superiores, ya que se obtendrían de licitaciones de emergencia, aumentando así la tarifa.

### Precios Monómicos en Licitaciones



El gráfico anterior muestra los precios adjudicados en las últimas licitaciones, y es posible observar cómo los precios adjudicados siguen la tendencia marcada por el precio internacional del combustible. Actualmente, según el “Annual Energy Outlook” de la Agencia de Información de Energía del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (EIA/DOE), pronostica una tendencia al alza tanto en los combustibles líquidos como en el gas natural, por lo que esta tendencia al alza puede afectar los precios ofertados en futuras licitaciones en especial si las mismas son de emergencia.



Por lo anterior, recomendamos realizar una licitación tan pronto sea posible, aprovechando que el mercado internacional del combustible se encuentra en un periodo de baja.

## V. Recomendaciones

- Desde la ANPAG mostramos nuestro apoyo al Gobierno y las Autoridades como hemos venido demostrando hasta la fecha.
- La demanda en el largo plazo publicada en el IID de diciembre de 2020 no refleja la recuperación esperada ya que la demanda existente pre-COVID no va a desaparecer, además existen crecimientos previstos en torno a movilidad eléctrica y otros proyectos de infraestructura que se reanudan como la línea 3 del Metro de Panamá, que podrían impactar en este crecimiento y debería ser parte del plan de recuperación económica.

- Futura Contratación de Potencia y Energía de corto/mediano plazo considerando un crecimiento de demanda acorde con la realidad de nuestro país, apoyado en un plan de recuperación económico por parte del Gobierno Nacional.
- Se debe implementar un esquema de pago por reserva estratégica que asegure el suministro en este país en el corto plazo, para lo que se requerirá que las Autoridades puedan aprobarlo e implementarlo de manera oportuna para no perder potencia firme que está por retirarse en el sistema.
- Debería definirse de forma definitiva la entrada en operación de los proyectos de gas natural (Panama NG Power y Sinolam) y realizar las subastas de corto plazo que aseguren la confiabilidad del sistema y la permanencia de las plantas necesarias que han solicitado su retiro por no tener sustento económico para seguir operando, esto permitiría determinar si se necesita promover una licitación de largo plazo.
- Sacar ventaja que actualmente el mercado internacional de combustible está en un periodo de bajos precios, para realizar una Licitación de Corto Plazo, y así obtener los mejores precios posibles considerando que históricamente en Panamá los precios ofertados en licitaciones siguen la tendencia del combustible.