

Análisis evolución pérdidas de energía y financieras de las EDEs 2018 – 2023.

Realizado por: Grupo de investigación sobre Distribución y Transmisión del IEUASD.

Años 2018 y 2019 fueron años en los que se ejecutaba programa gestión de demanda, limitando la oferta de energía en los circuitos identificados con altas pérdidas que no se alcanzaban a facturar. Pérdidas fueron mantenidas en rango de 27 a 28% aplicando programa gestión de demanda.

A inicios del 2020, mes de marzo, el gobierno de turno decreta el abastecimiento pleno de la demanda; motivado por el inicio de los procesos restrictivos que originó la pandemia. Pérdidas pasan del 27 a 33.1% por este motivo, al abastecer plenamente circuitos con reconocidas altas pérdidas.

Si bien aumentaron las pérdidas en el año 2020, vemos en la gráfica 1 cómo también aumenta el margen de comercialización en un 10%, al reducirse el Precio Medio de Compra (PMC) de las EDEs, por la reducción en precio de los combustibles que se originó en ese periodo especial; a pesar de que también se observó un incremento en la tasa de cambio. Otro factor en cambio ayudó a sostener un buen margen de comercialización; como lo fue el caso del cobro por potencia a clientes MTD y BTM, a los que no se les suministraba energía producto de la situación de cierre de los establecimientos, pero se les cobraba Demanda. El impacto total de los eventos de la pandemia ocasionó una reducción en el déficit financiero al pasar de US\$1,009 MM en 2019 a \$697.4 MM en 2020.

En Nov. 2021 se inicia un proceso de ajuste en la tarifa de venta de la energía de las EDEs, que fue frenado en Junio 2022, luego de algunas protestas de la población. Los aumentos efectuados en los tres trimestres posteriores a Nov. 2021, hasta junio 2022, no fueron suficientes para contrarrestar el fuerte impacto en el precio de los combustibles ocurrido por la invasión Rusa a Ucrania que comentaremos a continuación.

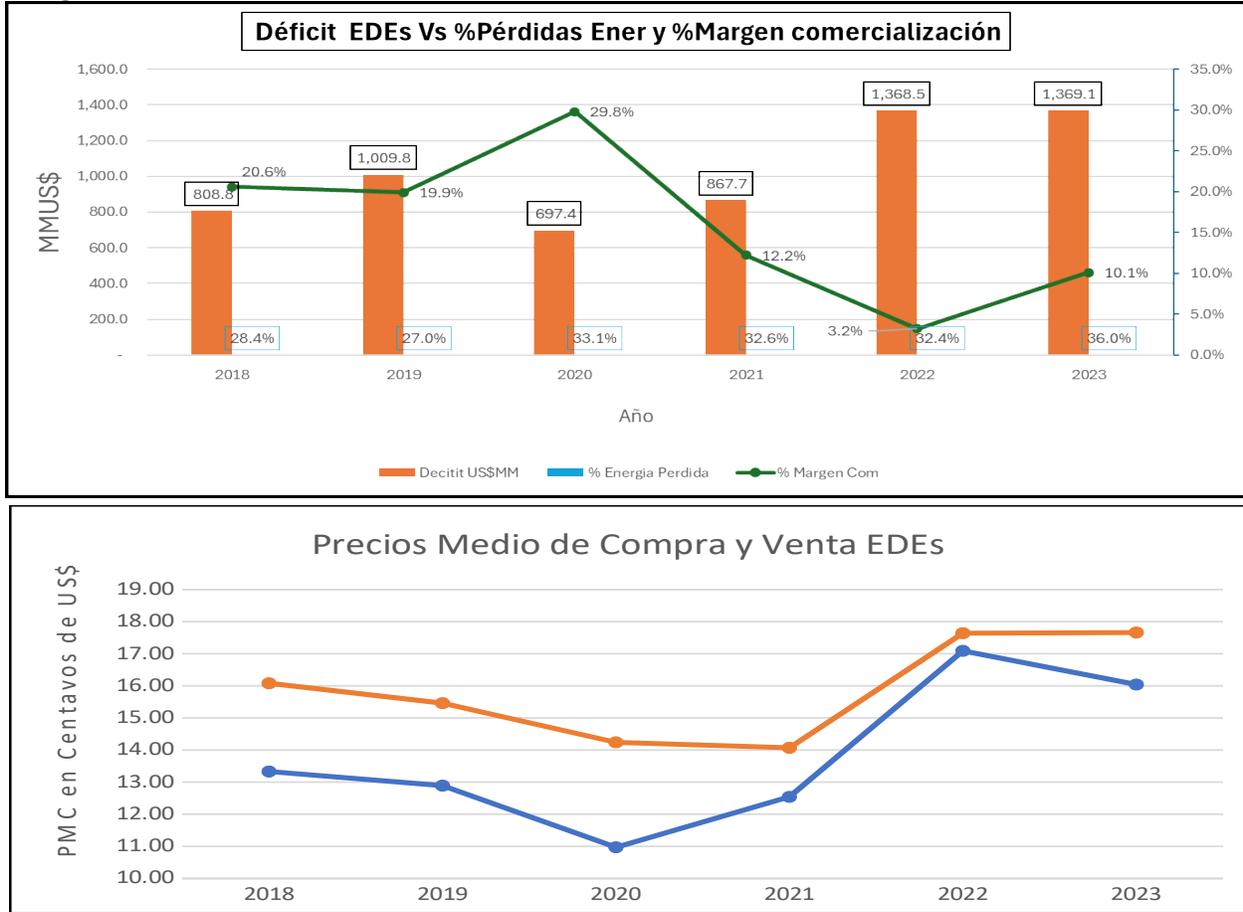
En febrero 2022 ocurre la invasión Rusa a Ucrania. Se disparan los precios de venta de los combustibles de generación. El PMC de las EDEs sufre un fuerte impacto al pasar de US\$12.54 centavos en 2021 a US\$17.09 en 2022 mientras, por decisión oficial, se mantiene el precio de venta de las EDEs congelado. Estos factores hacen que prácticamente se extinga el margen de comercialización, teniendo como consecuencia un incremento dramático en las pérdidas financieras de las EDEs que pasan de US\$867.7MM en 2021 a US\$1,368MM en 2022; impulsadas también por una mayor demanda y abastecimiento de energía.

En 2023, la situación en el precio de alguno de los combustibles comienza a ceder, mientras otro factor negativo se presenta en los precios de compra de la energía por parte de las EDEs. Se vence el contrato de suministro de Gas Natural a un importante grupo importador del combustible, y generador: AES. Este vencimiento, ligado a la situación geopolítica en Europa relativa al Gas, ocasiona un fuerte incremento en el costo del combustible de este y otros generadores, lo que a su vez impacta el PMC de compra de las EDEs que, aun cuando es más bajo relacionado al PMC 2022, no cede lo suficiente pasando de US\$17.09 centavos en 2022, a solo US\$16.04 en 2023; con un Precio Medio de Venta de US\$ 17.66 centavos. Un importante incremento de la demanda en 2023, ligado a condiciones climáticas de alta

temperatura ambiente, hace que prácticamente se mantengan los niveles del déficit financiero de las EDEs, a pesar de una recuperación en el margen de comercialización que pasa de \$0.55 centavos en 2022 a US\$1.62 centavos en 2023; cuando debió ser al menos de US\$ 4.50 centavos. Lo anterior se puede observar en las gráficas de la figura 1.

Analizando esta gráfica, se diría que los generadores y los importadores de combustibles se fueron los beneficiarios del escaso aumento que se le llegó hacer a la tarifa en el año 2022.

Figura 1.



Fuente Grupo de investigación sobre distribución y transmisión IEUASD

Conclusiones:

- 1- El Gobierno mantener ancladas las tarifas de venta de energía de las EDEs, y no poder estas aumentar su precio de venta en función del aumento que hacen los generadores, ocurre un deterioro en su margen de comercialización. Lo anterior, sumado a las pérdidas de energía que no llegan a facturar, agrava su déficit financiero. En el año 2023 las Edes compraron 17600 GWh, solo por el efecto de dejar fijas las tarifas eléctricas las pérdidas económicas de la Edes se incrementaron en US\$ 418 millones en el año 2023. El ahorro potencial por realizar licitaciones en la generación y revisión de contratos es de unos US\$ 880 millones al año y las pérdidas por no facturar y cobrar la energía se estiman en unos

US\$ 680 millones al año. Las ganancias por la generación distribuida para las EDES durante el año 2023 llegaron a los US\$ 40 millones, y este es solo el inicio.

- 2- El gobierno debe hacer mayores esfuerzos en reducir el PMC de las EDEs, vía una mejor gestión de las licitaciones de compra de energía y los contratos de suministro; así como de una efectiva fiscalización en los procesos de determinación del precio de venta de la energía en los mercados de Contratos y Spot que hacen los generadores. Con esto casi no se tendrán que aumentar las tarifas para recuperar el VAD.
- 3- El gobierno debe buscar otras alternativas de abastecimiento de energía eléctrica más costo efectivas, incluyendo una interconexión eléctrica con Florida, USA que podría estar operativa al 2030, de forma tal que se pueda mantener un adecuado margen de comercialización a las EDEs, sin tener que aumentar de precio la tarifa de venta, dado los efectos nocivos para la población y para la economía que una medida de este tipo acarrea.
- 4- En lo inmediato, el Gobierno debería enfocarse en reducir el costo de abastecimiento o evaluar un aumento moderado de la tarifa diferenciado por EDE, que garantice el VAD que resulta del estudio tarifario reciente. Debe garantizarse un VAD para Edeeste de 0.05 US\$/kWh, para Edenorte de 0.046 US\$/kWh y para Edesur de 0.045 US\$/kWh, en una fase inicial. Luego para diciembre del año 2026 podrían reducirse el VAD en unos 0.006 US\$/kWh, en la medida en que se reduzca también el costo de abastecimiento de las Edes, con los nuevos proyectos de generación actualmente en curso. En su defecto, es decir que no se quiera aumentar a esos niveles el VAD de las Edes, se deberán aportar recursos desde el Gobierno para acometer un plan masivo de gestión de pérdidas. Se han estimado en unos US\$ 500 millones el costo de este plan, por el atraso acumulado en su seguimiento durante los últimos tres años.

Medidas Recomendadas:

1. Se debe retomar de inmediato el programa de reducción de pérdidas, abandonado en Edesur y Edeeste, y dotar de recursos adecuados al programa de Edenorte.
2. Como guía para la gestión de pérdidas (ver anexo 1) se sugiere en los casos de Edenorte y Edesur poner énfasis por igual en establecer contratos e instalar de medidores en los usuarios que no los tengan y en el fraude para los que los tienen. En el caso de Edeeste por mayor énfasis en establecer contratos e instalar de medidores y en paralelo hacer labores de detección de fraudes para quien ya los tienen. En las tres Edes se debe auditar sus sistemas de facturación ante evidencias de que los mismos pueden estar alterados.
3. En lo inmediato ampliar el programa de bonoluz en los barrios carenciados. Para amortiguar el impacto del aumento de la tarifa en los usuarios de menores ingresos se debe ampliar la cobertura del programa bonoluz. Los usuarios bajo el programa de bonoluz deberán tener un contrato y medición. Se les daría un bono de 100 kWh por mes, pero si se pasan del consumo de 100 kWh pagarían el exceso de consumo al precio establecido para el subbloque tarifario de consumo de 0 a 200 kWh mes.

4. Favorecer la generación distribuida en base a sistemas fotovoltaicos con el objetivo de disminuir pérdidas en la baja tensión, específicamente para los usuarios a los que aplica la tarifa de Baja Tensión Simple (BTS), (ver anexo 2).
5. Favorecer las cooperativas de consumidores en los barrios carenciados. Luego de creadas fomentar el uso de Sistemas Fotovoltaicos.
6. Unificar las tarifas BTS1 Y BTS2, aplicando en la unificación los precios de la BTS1.
7. Aplicar la tarifa técnica ya evaluada en la SIE a partir del 1 de enero de 2025. Mantener la tarifa acumulativa, tal y como está establecida en la actualidad hasta el 31 de diciembre de 2026 (ver anexo3) . Esto se mantendrá al iniciar la aplicación de la tarifa técnica. El precio para el primer subbloque no será menor al Precio Medio de Compra de la EDE. Hacer otro estudio tarifario en el 2026 para que entre en vigor el 1 de enero de 2027 con valores ajustados y reestructurado los subbloque de la BTS.
8. Todas las contrataciones de personal técnico y administrativo deben realizarse mediante concurso de oposición. La contratación de empresas se limitará a la gestión de pérdidas y la expansión y serán contratadas por concurso. El pago por el servicio se hará en base a los resultados y no pagos fijos, en ambos casos. El mantenimiento rutinario y otros servicios se realizará con personal propio.
9. Toda la nueva generación deberá contratarse mediante licitaciones oportunas, tal y como se establece en la Ley General de Electricidad. Se deberán definir las demanda de potencia y energía a futuro con 5 años de antelación realizandose una licitación anual, con terminos de referencia gratuitos y se recibirán las ofertas de manera publica y ante los medios de comunicación.
10. Se deberán auditar las empresas de generación para establecer sus costos variables de producción para en el caso que marginen el precio spot, o de oportunidad, se corresponda con el real.
11. Antes del 30 de noviembre del 2024 se deberán revisar todos los contratos de compra de energía de las Edes para que estos se ajusten a valores similares a los de países del área por tipo de tecnología, para aquellos contratos que no hayan sido fruto de licitación, tal y como lo que establece la Ley General de Electricidad.
12. Luego haberse cumplido con lo establecido en los puntos 9, 10 y 11 se procederá a realizar el nuevo estudio para la estimación del VAD para definir la nueva tarifa técnica. Recomendamos evaluar para el caso de la BTS, además de unificarlas que ya no sea acumulativa, y preferiblemente con solo dos subbloques, uno de 0 a 300 kWh mes y otro de más de 301 kWh mes. Para el establecimiento de las demás tarifas se seguirán los procedimientos actuales. Esto simplificaría la gestión administrativa de las Edes.

IEUASD, 14 de junio 2024

Anexos: 1, 2 y 3