

Durante varios años, el sector eléctrico en República Dominicana –calificado como elemento clave para la estrategia del desarrollo económico del país– ha estado enfrentando una serie de reformas. Ellas, con el fin de salir del círculo vicioso de la baja eficiencia y el déficit operacional del sector distribución, los fallos en la calidad del suministro, las pérdidas de electricidad, el exceso de transferencias por parte del Estado y la deuda hacia las generadoras. Dentro de las medidas establecidas destacan:

1. DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ Y COMPETITIVIDAD EN LOS PRECIOS DE LARGO PLAZO

Históricamente, la matriz energética ha dependido de los precios de los combustibles fósiles –en especial del *fuel oil*–, donde, en periodo de alzas, las EDE¹ aumentan sus costos y enfrentan mayores necesidades de subsidios.

Sin embargo, durante los últimos periodos se ha dado paso a otras tecnologías más eficientes y limpias (como el Parque Eólico Los Guzmanitos y Larimar), que han permitido disminuir el precio *spot*² del mercado mayorista.

Asimismo, el alto potencial que tiene el país en energía renovable y la futura entrada en operaciones de Punta Catalina impactarán positivamente los precios de largo plazo, con costos variables más competitivos.

Así, a medida que el sistema marginalista vaya desplazando a las tecnologías menos eficientes, mejorará la posibilidad de lograr contratos PPA³ con generadoras a costos más bajos y menos dependientes del petróleo, logrando mitigar la volatilidad asociada al FETE⁴.

2. MEJORA EN LA CADENA DE PAGOS Y MENOR DEUDA HACIA LAS GENERADORAS

En 2015, un grupo de empresas generadoras realizó una operación de reconocimiento de deuda con las empresas distribuidoras, la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales y el Banco de Reservas de la República Dominicana. Mediante éste, las distribuidoras se comprometieron a pagar la facturación adeudada a las generadoras en un determinado plazo.

Evolución del Sector Eléctrico

	2012	2017
Costo marginal promedio de la Energía (US\$ cent./kWh)	19,5	9,2
Fondo de Estabilización de Tarifa Eléctrica (FETE) (US\$ MM)	451,3	188,2
Balance Energía EDEs (US\$ MM)	-579,5	-61,4
Aportes del Gobierno (US\$ MM)	310,9	457,2
Deuda corriente a las generadoras (US\$ MM)	584,7	127,5
Pérdidas de Distribución	35,5%	29,9%
Capacidad Instalada SENI (MW)	3.156	3.692*
Fuel Oil + Gas Oil **	40,7%	40,1%
Carbón **	15,2%	13,2%
Gas Natural **	30,7%	30,1%
Energías Renovables No Convencionales (ERNCC) **	13,4%	16,6%

* Corresponde al año 2016.

** Porcentaje respecto a la energía generada en el año.

Este tipo de operación se ha reiterado en los últimos años, descendiendo la deuda a US\$127,5 millones en 2017. No obstante, en un país con tasas de demanda creciente de energía, el desafío es lograr una mayor flexibilidad en las tarifas de distribución. Ello, de tal manera de que éstas reflejen los costos reales, tendiendo a mitigar la necesidad de subsidios externos, que impactan directamente al generador.

3. REDUCCIÓN EN EL HURTO ELÉCTRICO

A pesar de que las pérdidas han disminuido en los últimos 5 años, se mantiene el desafío de lograr una mayor fortaleza en la estructura de gestión de cobro y de generar un marco legal que lo facilite, de manera de alcanzar niveles por debajo del actual 29,9%.

Feller Rate espera que, a medida que estos riesgos se mitiguen de forma estructural, el sector eléctrico se vea beneficiado por una mejora en el nivel de riesgo relativo de la industria, que a la vez genere un mayor atractivo para el inversionista. Esto, considerando la dinámica participación que han aportado empresas como CEPM, EGE HAINA y AES DPP en el mercado de capitales, presentando recurrentes niveles de colocación de deuda año tras año. **FR**

1. Empresas Distribuidoras de Electricidad.

2. El precio pasó de US\$19,5 cent./kWh en 2012 a US\$9,2 cent./kWh en 2017.

3. Power Purchase Agreement, Acuerdo de Compraventa de Energía.

4. Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica.