

El futuro del sector eléctrico en la República Dominicana

Encargado por:

Contenido

	Introducción	4
1	Estado actual del sector eléctrico	5
2	Reformas del sector eléctrico en otras economías	20
3	Recomendaciones de políticas para el sector eléctrico de la República Dominicana	32
4	Implementación de recomendaciones de política para el sector eléctrico	43
	Bibliografía	46

Sobre la Economist Intelligence Unit

La Economist Intelligence Unit (EIU) es la rama de investigación del Grupo The Economist, editora de *The Economist*. Como proveedora líder mundial de inteligencia para países, ayuda a los gobiernos, instituciones y empresas, proporcionando un análisis de estrategias económicas y de desarrollo oportuno, confiable e imparcial. A través de su política pública práctica, la EIU proporciona la investigación basada en evidencia para las autoridades y partes interesadas que buscan resultados mensurables, en campos que van desde el género y las finanzas hasta la energía y la tecnología. Realiza investigaciones a través de entrevistas, análisis regulatorio, modelización cuantitativa y previsión, y muestra los resultados a través de herramientas de visualización interactiva de datos. A través de una red global de más de 350 analistas y colaboradores, la EIU continuamente evalúa y pronostica las condiciones políticas, económicas y comerciales de más de 200 países. Para obtener más información, visite www.eiu.com.

Sobre la Fundación Global Democracia y Desarrollo

Fundada en el 2000 por el ex Presidente de la República Dominicana, Dr. Leonel Fernández, la Fundación Global Democracia y Desarrollo (Funglode) es una organización no gubernamental, sin fines de lucro que busca promover el desarrollo económico y social, y fortalecer la democracia en la República Dominicana. Funglode está dedicada a formular propuestas innovadoras de naturaleza estratégica y coyuntural sobre temas relevantes para la República Dominicana, analizando cuestiones globales en el contexto del desarrollo nacional, contribuyendo al desarrollo de políticas públicas para la gobernabilidad democrática y el desarrollo sostenible, y la promoción de actividades artísticas y culturales.

Reconocimientos

El siguiente informe fue elaborado en estrecha colaboración con un panel de expertos nacionales e internacionales del sector eléctrico, que se reunió en Santo Domingo el 24 de marzo del 2015 en un foro moderado por la Economist Intelligence Unit (EIU). Durante esa reunión, los panelistas proporcionaron ideas y recomendaciones de política que han guiado el contenido de este informe. La EIU agradece a los siguientes expertos, así como a los especialistas de la división de energía del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por sus contribuciones a lo largo del proyecto:

John Heath
Especialista en energía

Celso Marranzini
Presidente, Multiquímica

Francisco Méndez
Consultor de energía

Rafael Velazco
Presidente, Raveza Associated Services

John Heath proporcionó datos importantes para el proyecto sobre las recomendaciones de política y sobre el plan de implementación. La EIU le da las gracias por su valiosa información.

La EIU también agradece a Peter Kiernan, Susana Martínez, Jimena Serrano, Robert Smith y Anna Szterenfeld por sus contribuciones y a los representantes de Funglode, Muriel Alfonseca y Marco Herrera, por su participación en el proyecto.



Introducción

La República Dominicana ha logrado algunas de las tasas de crecimiento económico más fuertes en los últimos años en la región de América Latina y del Caribe. Las autoridades económicas también han sido capaces de dirigir el país a través de las recientes crisis mundiales, incluyendo la crisis financiera de 2008-09, las alzas de precios de productos básicos y, más recientemente, la volatilidad financiera y de las divisas en los mercados emergentes, con poco daño interno. Las cuentas fiscales y externas han mejorado desde el 2012, y la inflación se ha contenido. Sin embargo, a pesar de estos indicadores macroeconómicos relativamente sanos, los fundamentos de competitividad del país siguen siendo débiles en general. Entre los factores que socavan la competitividad y la productividad industrial se encuentra el sector de la electricidad, que es ineficiente y ha estado sumido en crisis por muchos años. Repetidamente han sido realizados esfuerzos para reformar el sector y algunos avances han ocurrido, pero estos no han resuelto los problemas fundamentales que afectan al sector. A principios del 2015 el país se embarcó nuevamente en una discusión nacional sobre la mejor manera de abordar los problemas de larga data del sector.

La discusión para acordar un “pacto eléctrico” (Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico, o pacto eléctrico), iniciado por el gobierno del Presidente, Danilo Medina, en enero del 2015, ocurre en un momento oportuno. Según

un reciente editorial del periódico *The Economist* (“Seize the day”, 17 de Enero del 2015), “la caída del precio del petróleo y del gas proporcionan una oportunidad única en una generación para solucionar las malas políticas de la energía”. Las políticas que deben ser evaluadas nuevamente en muchos países incluyen las que implican los subsidios costosos y distorsivos para la energía, especialmente para combustibles sucios; programas de energía limpia y conservación; seguridad energética; impuestos sobre la energía; y las estructuras de la tarifa. La República Dominicana, también está en una encrucijada en sus esfuerzos para diseñar nuevas políticas y para dirigir estos y otros desafíos que afectan al sector energético y su impacto en la economía total.

Este informe, “El futuro del sector eléctrico en la República Dominicana”, forma parte de una serie de informes producidos por la Economist Intelligence Unit (EIU) para la Fundación Global Democracia y Desarrollo (Funglode), que iniciaron en el 2004, examinando una amplia gama de desafíos de desarrollo que afectan al país y las posibles soluciones para resolverlos. Su objetivo es describir el estado actual del sistema eléctrico; algunas de sus experiencias de reformas pasadas y las principales cuestiones que impiden el suministro de electricidad; y ampliamente proponer reformas y políticas futuras posibles del sector eléctrico y las reformas que pueden colocar a la industria en una trayectoria sostenible a un largo plazo. También presenta estudios de casos de otros países que han enfrentado retos similares en el sector energético, y como lo han manejado, con el objetivo de destacar las lecciones de estas experiencias las cuales pueden ser útiles para la República Dominicana y sus autoridades. ■

1

Estado actual del sector eléctrico

A. Antecedentes

La industria de la electricidad de la República Dominicana ha estado en crisis desde hace décadas tanto como resultado de muchos años de baja capacidad de producción, mala administración del sector, aumento de la demanda y gestión débil, así como el robo generalizado, la falta de pago y las pérdidas técnicas (transmisión y distribución). Sus problemas financieros constituyen un reto mayor para la política del gobierno y de las finanzas públicas debido a la cantidad de subsidios y son una gran debilidad económica que afecta el ambiente de negocios, la productividad y la competitividad del país. La necesidad de depender de generadores de respaldo, en particular, ha aumentado significativamente tanto el costo de hacer negocios, así como el costo de vida en la República Dominicana, y la falta de una solución a los problemas del sector ha complicado la planificación de la inversión privada.

Aunque en el pasado, el Gobierno ha desarrollado una serie de planes para solucionar las carencias del sector eléctrico, estos han sido implementados a menudo de manera incompleta o inconsistente. Además, las debilidades institucionales y regulatorias, incluyendo las deficiencias en la estructura de administración y operaciones, han obstaculizado el progreso. Así también tenemos los retrocesos en política (especialmente en el momento de los cambios de gobierno), la oposición de intereses creados y la controversia sobre hasta qué punto el gobierno debe intervenir en el sector. Las relaciones entre el gobierno, el cual posee las

tres distribuidoras de energía eléctrica, y los generadores operados con fondos privados han sido a menudo difíciles, ya que el estado ha tenido problemas para pagar constantemente grandes atrasos a los productores de energía.

Los expertos coinciden en que la sostenibilidad en el sector energético no se logrará hasta que los problemas principales sean completamente resueltos. Entre las áreas donde se requieren medidas prácticas son las siguientes:

- 1 Decidir sobre el papel apropiado del estado versus el mercado en el sector energético;
- 2 Redefinir y separar las funciones de las instituciones reguladoras en el sector y hacer sus operaciones más transparentes;
- 3 Despolitizar los procesos de toma de decisiones en todos los niveles del sector;
- 4 Reorganizar las empresas estatales de electricidad y renovar sus estructuras de administración;
- 5 Preparar un plan para satisfacer las necesidades de inversión a largo plazo del sector de distribución;
- 6 Abordar la falta de pago y las pérdidas de electricidad, y sus causas;
- 7 Aplicar un esquema de tarifa que refleje con mayor precisión los costos reales de generación, transmisión y distribución protegiendo a los sectores más pobres de la sociedad;
- 8 Evaluar la matriz energética apropiada para diversificarla más allá del petróleo;
- 9 Formular un programa nacional de eficiencia energética y de ahorro de energía.

Enfoque: Estructura del Sistema

La matriz de generación de electricidad en la República Dominicana ha evolucionado desde la década de 1990 cuando el sistema de electricidad de propiedad del estado fue privatizado parcialmente. Sin embargo, sigue estando basado predominantemente en hidrocarburos y durante muchos años ha hecho al sector altamente vulnerable a los choques externos relacionados con la volatilidad en los precios mundiales del petróleo, uno de los problemas principales que afectan a la industria y a su condición financiera.

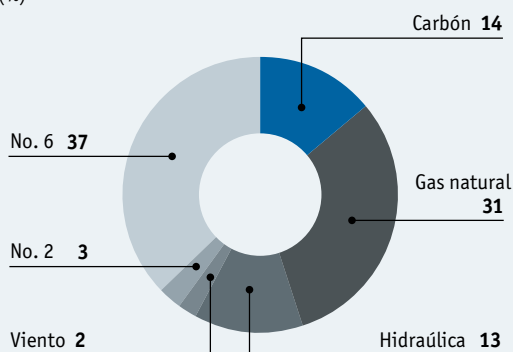
Antes del año 2000 el aceite combustible suministraba el 90% de la energía en el sistema, mientras que la hidroelectricidad constituía el resto. Han ocurrido avances sustanciales hacia la diversificación de generación puramente a base de aceite combustible. Hoy en día, la mezcla de generación es 40% aceite combustible, 31% gas natural, 14% carbón y 13% hidroelectricidad, según la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), la compañía estatal de energía, y la Superintendencia de Electricidad (SIE), la reguladora del sector de electricidad. Para el 2017 el gobierno pretende cambiar esta proporción a 55% gas natural, 25% carbón, 13% hidroelectricidad y 3% tecnología solar y eólica. Al largo plazo, para el 2020, el objetivo es llegar a una división de 46% gas natural, 37% carbón, 12% hidroeléctrica y 5% energía solar y eólica, según la CDEEE.

El sistema comprende un total de 15 generadoras, dos de las cuales no son servicios públicos sino son productoras independientes de energía (IPP). Tres generadoras, AES

Dominicana, Empresa Generadora de Electricidad Haina (EGE Haina) y la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), proporcionan más del 61% de la generación total. La capacidad total de la red eléctrica instalada ascendió a 3,702 MW en el 2013, mientras que la demanda total era aproximadamente de 2,000-2,200 MW. Sin embargo, expertos de la industria notaron que la mayoría de la capacidad instalada del país está plagada de ineficiencias y pérdidas en la distribución y transmisión, que evitan que el sistema satisfaga adecuadamente la demanda. La red incluye el parque eólico Los Cocos, propiedad de EGE Haina, en la provincia sur de Pedernales. El primer parque eólico de escala en el país, a un costo de US\$180 millones, la instalación de Los Cocos inició sus operaciones en 2011. Está compuesta de 40 turbinas de viento generadoras con una capacidad instalada de 77 MW.

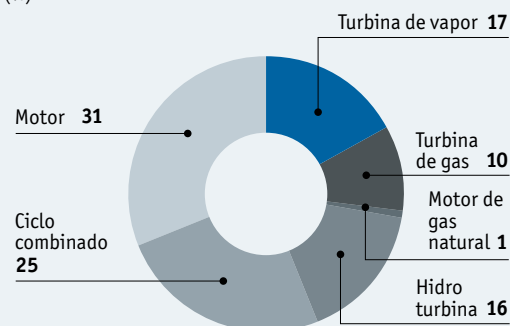
La transmisión de energía eléctrica en la República Dominicana se proporciona a través de la estatal Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). El sistema de transmisión abarca 4,723.95 km de líneas de transmisión, con instalaciones de 345 kV, 138 kV y 69kV. La distribución está en manos de tres empresas estatales: Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. (Edesur Dominicana), Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte S.A. (Edenorte Dominicana) y la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (Edeeste). En el 2013, la energía total suministrada en la red ascendió a 13,850.9 GWh. ■

Mezcla de generación, 2013
(%)



Fuente: Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE); Superintendencia de Electricidad (SIE)

Capacidad instalada por tecnología, 2013
(%)



Fuente: AES Dominicana

Durante los años han sido efectuados algunos esfuerzos para reformar la estructura de tarifa, abordar los problemas de falta de pago y los subsidios, y atraer una mayor inversión. Otros objetivos a menudo sugeridos incluyen restituir las distribuidoras de electricidad al sector privado, expandir la capacidad de generación y alterar aún más la mezcla de energía para reducir la dependencia del petróleo importado y aumentar el uso de las energías renovables. Si bien se ha avanzado en algunas áreas (por ejemplo, una notable reducción en la cuota de aceite combustible importado en la mezcla energética), muchos de los pasos prácticos necesarios para hacer al sector energético más eficiente y sostenible todavía están escaseando. Estos pasos podrían mejorar la competitividad económica general del país, particularmente para el sector industrial y de exportación.

El crecimiento futuro económico sostenido y estable y las mejoras en la productividad, junto con mejoras de otros indicadores de desarrollo, no pueden garantizarse sin un sector energético eficiente. La reducción de los subsidios del gobierno también ayudaría a fortalecer las cuentas fiscales. Una estrategia adecuada para hacer frente a los subsidios y tarifas y otros cambios necesarios requerirán una discusión considerable con diversos sectores de la sociedad para asegurar el apoyo de la reforma, similar al proceso que ahora se está realizando para alcanzar un “pacto eléctrico” en el país.

Esta sección del informe proporciona la base del estado actual de la industria y describe brevemente los últimos esfuerzos de reforma y por qué algunos no tuvieron completo éxito. En las siguientes secciones del informe se verán más directamente las posibles formas de abordar los retos mencionados.

B. Deficiencias y desafíos del sector energético

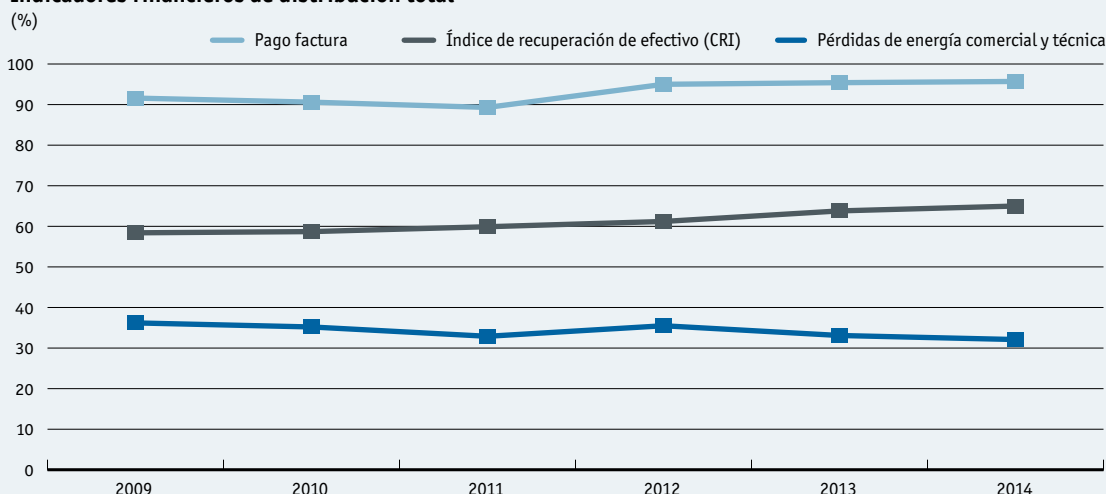
Entre los diversos problemas del sector energético, los siguientes retos se destacan como algunos de los más importantes:

Distribución alta y otras pérdidas

En el corazón de los problemas del sector eléctrico se encuentra un déficit financiero causado por las grandes pérdidas técnicas y no técnicas incurridas por las empresas de distribución de electricidad. Esto es exacerbado por una estructura de tarifa inadecuada que no refleja los costos reales de generación, transmisión y distribución. El flujo de efectivo inadecuado en el sector ha provocado una falta de inversión, y el efectivo destinado a la inversión ha sido utilizado a menudo como transferencias corrientes para cubrir las pérdidas en la distribución, pagar los atrasos a las generadoras y otros gastos corrientes dentro del sector.

Según los datos publicados por la empresa estatal de energía, la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), las pérdidas técnicas y no técnicas de distribución de la compañía se promediaron en un 33.1% en el 2013 a través de las tres empresas de distribución de energía. El veintidós por ciento de la energía comprada se perdió como consecuencia de factores no técnicos, es decir, robo de electricidad y fraude. Se han efectuado algunos progresos en los últimos años para la reducción de estas pérdidas, a través de programas de reducción de pérdidas destinados a reducir el robo y a fomentar el uso de energía más eficientemente, y puede esperarse mayor progreso si se ponen en práctica medidas adicionales a corto plazo.

El 11% restante de las pérdidas pertenecen al factor técnico, resultante de equipo obsoleto, niveles de tensión insuficientes y otras ineficiencias en el proceso de distribución. El pago ha mejorado, con el pago de un 95.4% de los consumidores que recibieron facturas de energía en el 2013, en comparación con 91.6% en el 2009, pero el índice de recuperación de efectivo del

Indicadores financieros de distribución total

Fuente: Informe De Desempeño Diciembre 2014, Corporación de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

distribuidor (CRI) tuvo un promedio de sólo en un 65%, en otras palabras, el 35% de la energía que las distribuidoras compraron de las generadoras de no fue facturado o “recuperado”¹.

Una cuestión relacionada es la falta de la contabilización adecuada de las pérdidas en el sistema. No existe ningún informe separado para clientes no regulados y regulados en las cuentas de las distribuidoras. Esto constituye una falta de transparencia, y podría ocultar la medida del desempeño relativamente pobre del sector regulado.

Esquema de tarifa inadecuado y distorsión de precio

Otro factor perjudicial para el flujo de efectivo de las distribuidoras de electricidad es el esquema de tarifa. Según expertos de la industria, el nivel de tarifa vigente no refleja los costos o demanda reales, y su estructura no toma en cuenta factores importantes como la voluntad o la capacidad de pago de los consumidores de los servicios de electricidad.

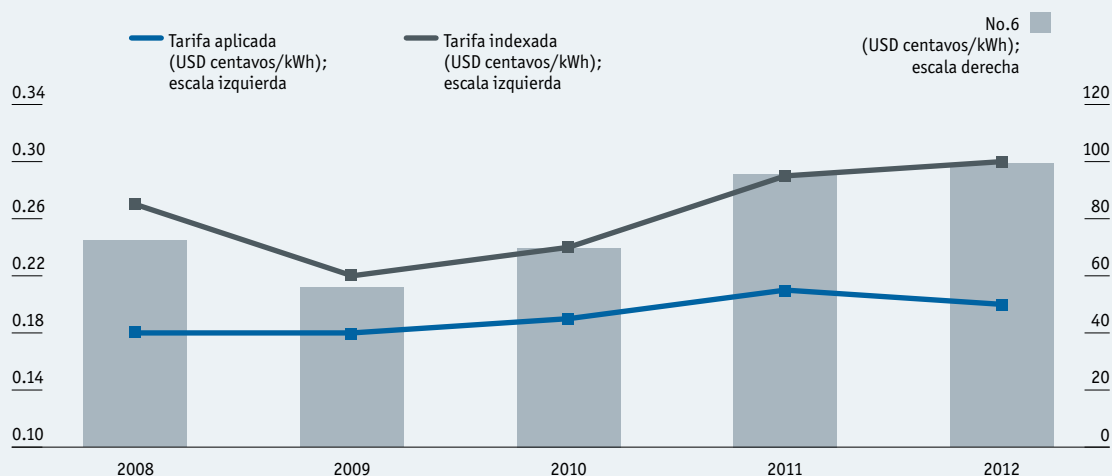
La Ley General de Electricidad promulgada en el año 2001 ordena la aplicación de una “tarifa técnica” que refleje los costos reales de generación, transmisión, distribución y

comercialización dentro de los ocho años de la privatización parcial (denominada “capitalización”) del sector, que tuvo lugar a finales de la década de 1990. Sin embargo, se pospuso la aplicación de una tarifa técnica, y en su lugar el gobierno adoptó un esquema temporal que indexó las tarifas sobre una base mensual según el precio internacional del combustible. Así como los precios del petróleo aumentaron constantemente, a partir de la década del 2000, esto tuvo un impacto devastador en los costos de generación. Como resultado, el gobierno introdujo en el 2001 una “tarifa aplicada”, que es publicada periódicamente por la Superintendencia de Electricidad (SIE), la reguladora del sector de electricidad.

La tarifa aplicada está consistentemente por debajo de los niveles de tarifas técnicas e indexadas, y esto crea una brecha entre el costo real de producción y el precio en que las distribuidoras pueden vender la electricidad. La diferencia entre las tarifas aplicadas e indexadas entre el 2009 y el 2012 puede verse en la tabla siguiente, en la cual estas tarifas también se comparan con el precio promedio del aceite combustible No.6. Por ejemplo la tarifa aplicada estaba 47% por debajo de la tarifa indexada en el 2012. Además, la tabla ilustra cómo la tarifa aplicada no se mantuvo al nivel con el costo

1 La metodología CRI fue modificada en el 2012.

Tarifas aplicadas versus indexadas



Fuente: Jiménez Bicañarra, R., 2013.

creciente del aceite combustible. Esta situación genera pérdidas operativas y financieras a las distribuidoras, además de otras pérdidas técnicas y no técnicas, que tienen que ser compensadas por los subsidios públicos. La SIE no revela los criterios utilizados para calcular la tarifa aplicada, lo que socava la transparencia y aumenta la incertidumbre.

Al mismo tiempo, el esquema actual de tarifa difiere en los segmentos de la población dependiendo del consumo total de cada consumidor, para que los estratos más pobres de la sociedad paguen menos por su servicio de electricidad. Esto ha resultado en subsidios cruzados entre segmentos de consumidores (donde un segmento de consumidores subsidia a otro que posee tarifa diferenciada) una situación que fomenta el arbitraje por aquellos que consumen grandes cantidades de electricidad, para poder aprovechar las tarifas subsidiadas.

La aplicación de una tarifa técnica que refleja los costos reales de generación, transmisión y distribución ha sido discutida intermitentemente desde el 2003, pero administraciones sucesivas han evitado su introducción, debido a la percepción que un aumento en las tarifas, especialmente para los clientes residenciales, tendría un alto costo político. Se han producido tres aumentos a la tarifa aplicada, 2002, 2009 y

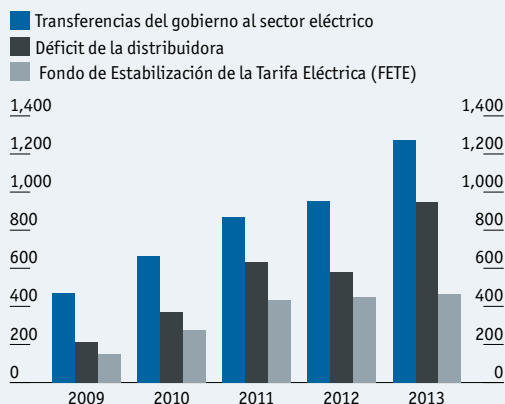
2011, sin embargo, los ajustes han reflejado sólo parcialmente los costos reales de producción, por lo que la tarifa sigue debajo de los costos reales. Además, debido a que no han estado acompañados por otras medidas, tales como una revisión de los subsidios y una revisión del esquema de tarifa general, los aumentos han servido principalmente para cubrir la falta de pago. Por lo tanto, los cambios futuros de tarifa serán considerados como parte de una evaluación más amplia de mediano y largo plazo de la estructura y de las necesidades del sector.

Los subsidios costosos y el impacto fiscal

Desde el año 2003 el sector de la electricidad ha estado fuertemente subsidiado por el gobierno central. Los subsidios se canalizan a través del programa Bonoluz (anteriormente el Programa de Reducción de Apagones), un esquema de gobierno que reduce los costos de energía para casi 500,000 familias desfavorecidas en casi en todo el país (alrededor del 23% de los hogares). Además de Bonoluz, son aplicadas grandes transferencias a las empresas de distribución en forma de líneas de crédito para cubrir la brecha entre los costos de generación y los precios de distribución y las tarifas a los consumidores, así como los costos operativos de las tres distribuidoras. El Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica, un mecanismo

Finanzas del sector eléctrico

(US\$ m)



Fuente: Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADEI)

de reserva para cubrir las variaciones de precio del combustible, es otro importante beneficiario de las transferencias del gobierno.

En el 2013 estos subsidios ascendieron a US\$1.27 mil millones, equivalente a alrededor del 2% del PIB. Esto representa un enorme aumento de US\$471 millones (1% del PIB) en el 2009. Estas transferencias, que han tendido a aumentar cada año, a menudo se subestimaron en los presupuestos anuales y en las revisiones a través de presupuestos suplementarios y se han convertido en algo habitual con el fin de aumentar el gasto límite para cubrir las necesidades del sector energético (hubo al menos un presupuesto suplementario en cada año entre el 2009 y el 2012, aumento de gastos para el sector, entre otras necesidades extras). Esta cantidad de subsidio no incluye los atrasos acumulados del gobierno a las generadoras privadas, que a partir del 25 de enero de 2015 ascienden a US\$747.5 millones, según ADIE.

Implicaciones para la competitividad

La competitividad económica de la República Dominicana, especialmente con respecto a los sectores de fabricación y exportación, se considera constantemente perjudicada por los problemas en el sector eléctrico. La República Dominicana se clasificó en el puesto 128 (de 144 países) por la calidad del suministro eléctrico en el Reporte de Competitividad Global del Foro Económico Mundial 2014-15, cuyas clasificaciones son un reconocido

indicador comparativo de la competitividad de los países a nivel mundial. La clasificación de la República Dominicana en este indicador fue superada sólo por Haití y Venezuela en la región de América Latina. En la clasificación *Doing Business* del Banco Mundial 2015, la República Dominicana ocupó la posición 84 de 189 en economías (una mejora del puesto 117 en el 2013). Sin embargo, el país ocupa el puesto 119 respecto al acceso a electricidad, debido a los procedimientos necesarios largos y costosos. Tarda un promedio de 82 días el obtener el funcionamiento de servicios de electricidad. Además, las *Encuestas de Empresas del Banco Mundial* del 2010 indicaron que más del 20% de las empresas en la República Dominicana (las cifras más altas para cualquier ejemplar) colocaron a la electricidad como el mayor obstáculo para hacer negocios.

La situación en el sector energético y las pérdidas sufridas por las distribuidoras han ocasionado frecuentes apagones a través de los años. Han ocurrido algunas mejoras en la prestación, y a veces se programan las interrupciones del servicio; sin embargo, según el Banco Mundial, una empresa típica experimenta 25 apagones al mes, comparados con solamente cuatro en América Latina y 8.8 en todo el mundo. Como resultado, las empresas y los consumidores residenciales recurren a métodos alternativos de generación de energía. En el 2005, el Banco Mundial estimó que los sectores comerciales e industriales se gastaron US\$400 millones en autogeneración, mientras que los costos de autogeneración residencial ascendieron a US\$150,000-200,000 (la mayoría de los hogares de clase media están equipados con generadores de emergencia). (Los estimados de autogeneración incluyen el costo de adquisición y mantenimiento de generadores de emergencia, incluyendo combustible y transporte de combustibles, inversores de energía; y en muchas instancias lámparas de queroseno e incluso velas de cera). Esto aumenta el costo de la vida, así como el costo de hacer negocios. Los apagones también tienen un gran impacto negativo en la productividad y en el crecimiento económico general.

C. Experiencias de reforma

Antes de someterse a una reforma profunda a finales de los noventa, el sistema de electricidad en la República Dominicana fue propiedad total del estado y estaba verticalmente integrado. El sector estaba plagado de ineficiencias y con una capacidad de producción baja, y las pérdidas eran desenfrenadas, dando como resultado frecuentes apagones y racionamiento de electricidad en todo el país. Tal como el ritmo de crecimiento económico aumentó, así aumentó la demanda de electricidad, lo cual agravó las deficiencias del sector y mostró que la reforma era esencial. Se hicieron numerosos esfuerzos para implementar las reformas, y estas experiencias se describen brevemente a continuación.

Revisión reguladora, capitalización y privatización (1990-2002)

Antes de la década de 1990, el sector estaba controlado por la empresa estatal Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). El sistema estuvo caracterizado por las grandes pérdidas de electricidad, insuficientes inversiones y baja capacidad instalada. Para abordar estos problemas, el sector se abrió a la privatización (denominada localmente “capitalización”) en la década de 1990 y se dio la bienvenida al país a los productores independientes de energía en el 1992 bajo contratos individuales con la CDE afin de ayudar a proporcionar la capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda creciente del país.

La reforma requirió una revisión reguladora. La inversión privada en el sector fue fomentada por la aprobación en el 1990 de la Ley de Incentivo al Desarrollo Eléctrico Nacional. En 1993 la Comisión Nacional de Energía (CNE) fue formada para supervisar la formulación de políticas para el sector, mientras que la Ley General de Reforma de la Empresa Pública de 1997 proporcionó el marco para la privatización y la inversión extranjera en el sector. Un año después, la CDE se dividió en cinco empresas independientes: dos empresas de generación de electricidad térmica (Empresa Generadora de Electricidad Haina y Empresa

Generadora de Electricidad Itabo), y tres empresas de distribución (Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (Edenorte), Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (Edesur) y la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (Edeeste)). La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) se formó para reemplazar a la CDE en su papel de líder sectorial, así como para proporcionar supervisión directa para la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y para la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID) que seguía siendo de propiedad del estado.

En 1999, las tres compañías distribuidoras y las dos generadoras fueron desvinculadas y capitalizadas (50% privatizadas), con intereses vendidos a empresas españolas y estadounidenses. El gobierno firmó “contratos de capitalización” de cinco años con las generadoras para la compra de energía por las nuevas empresas de distribución; después del vencimiento de los contratos, las distribuidoras podrían renegociar nuevos contactos a través de licitaciones públicas.

En el 2001 se aprobó la Ley General de Electricidad, creando el marco regulatorio para el sector. La ley asignó generación y distribución de energía al sector privado, dejando la transmisión y la generación hidroeléctrica en manos del estado. Se creó el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico (OC), responsable de la administración del mercado mayorista de energía y de la transmisión de energía a través de la red y una nueva Superintendencia de Electricidad (SIE) para regular el sector eléctrico.

La creación de un nuevo marco regulatorio para el sector energético fue un logro encomiable y estableció una base para la industria en el futuro. Sin embargo, el modelo de privatización que se había esperado para proporcionar soluciones para las deficiencias de la industria se encontró con grandes obstáculos cuando los precios internacionales del petróleo se elevaron bruscamente y provocó una crisis en la oferta, empezando a inicios de la década del 2000. Esto obligó al gobierno a intervenir en los controles con el fin de aliviar el impacto de los altos costos de

energía en la población. A su vez, esto agravó los problemas en el sector.

Alzas de precios de la energía, el acuerdo de Madrid y la crisis económica

El alza internacional del petróleo a partir de la década del 2000 actuó como un factor desestabilizador para el sector eléctrico dominicano, así como el precio aumentaba se elevaba el costo de generación de energía. El gobierno respondió congelando las tarifas y las subvenciones directamente a los distribuidores por la creciente diferencia entre los costos de generación y los precios de distribución. Las distribuidoras de energía también continuaron siendo afectadas por las pérdidas de distribución y por el cobro ineficaz. En agosto del 2001 ocurrió la firma del acuerdo de Madrid, bajo el cual el gobierno volvió a negociar los contratos bajo los cuales los distribuidores compraban energía de las generadoras, que vencía en el 2004 y extendió sus términos por otros 15 años, hasta finales del 2016. Esto significaba concederle a los distribuidores un respiro más largo durante el cual pudieran recuperar su equilibrio operacional y financiero. Además, el precio de compra de energía de las generadoras fue indexado para el aceite combustible Nº6 (bunker C), en lugar del aceite combustible más costoso Nº 2 (gasóleo) utilizado en los contratos originales. El acuerdo también incluyó la aplicación de la tarifa de energía provisional indexada, posponiendo la aplicación de un esquema de tarifa técnico.

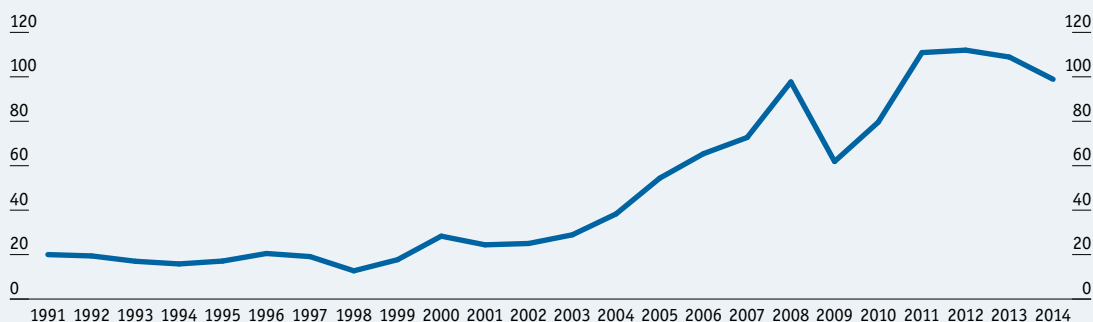
Esta situación resultó insostenible, sin embargo, después de que una crisis bancaria en el 2003 impulsó un rescate del gobierno que casi triplicó la proporción de la deuda pública/PIB y el servicio de la deuda interna y externa se disparó. Las quiebras bancarias, junto con el aumento de los precios internacionales del combustible, dispararon los desequilibrios macroeconómicos y fiscales que condujeron a una pérdida de confianza y una fuerte depreciación del peso dominicano. La depreciación requirió un aumento compensatorio en las tarifas de electricidad para cubrir el combustible y los costos de financiamiento, que en gran parte fueron contratados en moneda extranjera. Sin embargo, el gobierno de la época en lugar de ello decidió imponer una congelación de la tarifa después de que disturbios civiles amenazaron la estabilidad, y se produjo una crisis financiera en el sector eléctrico. Un resultado fue la salida de una empresa eléctrica española, Unión Fenosa, de su administración de dos de las tres unidades de distribución, Edenorte y Edesur, el gobierno compra nuevamente sus acciones y asume grandes deudas de las dos empresas en octubre del 2003 y transfiere los intereses controladores a la entidad estatal recién formada, la CDEEE.

Más contratiempos, seguidos por reformas de segunda generación

El sector ha permanecido en un estado de crisis desde principios la década del 2000, aunque las amplias crisis bancarias y económicas habían terminado. También han aumentado los subsidios a

Precios mundiales del petróleo, 1991-2014

(US\$/b; Crudo Brent)



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE); The Economist Intelligence Unit.

la industria, para cubrir sus pérdidas. En el 2001 el Gobierno creó el Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA, que precedió al actual programa Bonoluz), un esquema que proporciona servicios de electricidad subsidiados a los consumidores de bajos ingresos. El Fondo de Estabilización de la Tarifa (FETE) fue formado pronto después, junto con la introducción de una tarifa aplicada, que ha sido utilizada desde entonces. El PRA fue inicialmente concebido como un subsidio de dos años, pero posteriormente fue ampliado hasta el 2009, para entonces se había vuelto ineficaz y propenso al fraude. En el 2004 el CNE elaboró un Plan Energético Nacional para el 2004-15, que incluyó objetivos para hacer al sector auto-sostenible, reducir las tarifas para los consumidores finales y promover un uso más eficiente de los servicios de electricidad.

Una gran alza en los precios internacionales del petróleo en el 2008 nuevamente expuso los problemas del sector y desató otra crisis de la moneda. En consecuencia, el costo de generación de energía se disparó otra vez, sin embargo, las tarifas de electricidad permanecieron sin cambios, por lo que las empresas de distribución siguieron registrando fuertes pérdidas. Cuando el gobierno fue incapaz de cumplir con los requisitos de subsidios del sector eléctrico puntualmente, la situación financiera de Edeeste empeoró, la cual permanecía en manos privadas, y en marzo del 2009 la empresa fue renacionalizada.

Una serie de reformas de segunda generación han ocurrido desde entonces, pero han dado lugar a sólo avances modestos. La Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), en coordinación con el Banco Mundial, trabajó con el gobierno de la República Dominicana en el diseño de un Programa Nacional de Revitalización del Sector Eléctrico Nacional para estabilizar el sector eléctrico mediante la reducción de los subsidios y las pérdidas y el aumento de las tarifas. A su vez, esto generó una serie de iniciativas respaldadas por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y otras organizaciones multilaterales. Los proyectos incluyeron medidas para mejorar la administración del racionamiento

de la energía, mejorar el pago y disminuir el robo, y reducir los costos operativos de las empresas de distribución con el fin de transferir el sector hacia la gestión privada. Elementos detallados del plan incluyen revisar la fórmula de ajuste de tarifas, la liquidación de los pagos de atrasos y un plan de recuperación financiera. También se han tomado medidas prácticas para mejorar el suministro y el ahorro de energía, incluyendo la distribución gratis de bombillos de bajo consumo.

En el 2006, durante el segundo mandato presidencial de Leonel Fernández, el gobierno creó un plan comprensivo para el sector para el período 2006-12, el Plan Integral del Sector Eléctrico, que estaba dirigido a promover el uso eficiente de energía, la reducción de precios para los consumidores finales y para mejorar la situación financiera del sector reduciendo el robo de la energía (que logró algunos incrementos en la facturación, así como una mayor cobertura del programa Bonoluz). En el 2007 se modificó la ley de electricidad, haciendo del robo de electricidad (en forma de conexiones ilegales, falta de pago, etc.) un delito e imponiendo sanciones como multas y/o penas de prisión. La ley no fue implementada efectivamente, y no tuvo éxito en la reducción del robo.

El plan de Medina: Expansión de la generación y el pacto eléctrico

El sector eléctrico se ha transformado desde los años 90 como consecuencia de la adopción de un nuevo marco regulatorio, privatización parcial y la creación de una estructura organizativa que ha aumentado la capacidad de la República Dominicana en atraer inversión sustancial extranjera y local en la generación. Sin embargo, siguen existiendo problemas graves. La industria continúa enfrentando desafíos como el robo de electricidad y la falta de pago, que han cargado las finanzas del sector y han socavado su eficiencia operacional. Como resultado se están realizando nuevos intentos de reforma del sector de energía por la administración del Sr. Medina.

La formulación de políticas bajo la administración actual está siendo guiada por la

Estrategia Nacional de Desarrollo (END), un plan estratégico a 20 años que establece los principales objetivos económicos, sociales, institucionales y ambientales que deben orientar a la política hasta el 2022. La END ordena tres “pactos” a ser alcanzados entre el gobierno y la sociedad civil en las tres más acuciantes prioridades del país: reforma educativa, reforma fiscal y reforma del sector eléctrico. En términos de políticas concretas, en el sector energético, hasta el momento la administración del Sr. Medina se ha centrado en ampliar la capacidad de generación y en diversificarse más allá del uso del aceite combustible. La pieza central de la iniciativa es la construcción de un complejo termoeléctrico a carbón de 769.8 MW que consta de dos plantas en Punta Catalina, en la provincia sur-occidental de Baní, a un costo final estimado de alrededor de US\$2 mil millones. En mayo del 2013 la CDEEE hizo un llamado a licitación pública internacional para la construcción del proyecto, la cual fue concedida al contratista Brasileño, Constructora Norberto Odebrecht. Para enero del 2015 el gobierno había anunciado haber asegurado el financiamiento requerido para el proyecto.

Una vez terminadas, las dos plantas de carbón no sólo suministrarán la electricidad necesaria, sino que también le darán al gobierno mayor influencia para negociar precios más bajos con las generadoras privadas en el 2016, cuando los contratos actuales para la compra de aceite combustible comienzan a caducar. Sin embargo, algunos aspectos de la postura del gobierno han alzado inquietudes. Poco después del lanzamiento de la licitación, el Sr. Medina emitió un decreto para acelerar el proceso para las plantas, pasando por alto la mayoría de los requerimientos de la ley que supervisa la contratación gubernamental. Algunos críticos argumentaron que esta decisión había comprometido la transparencia del proceso.

Además, el proyecto no está siendo respaldado por los prestadores multilaterales tales como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), debido a preocupaciones ambientales, aun cuando estas entidades, hasta hace poco, apoyaron las reformas propuestas por el gobierno relacionadas al sector de electricidad. Además, algunos actores del sector privado ven la intervención directa del gobierno en el negocio de generación de energía como innecesaria, afirmando que la inversión debe de ir, en su lugar, a la mejora de las áreas de transmisión y distribución que están en necesidad de modernización. La decisión de invertir en la generación de energía de carbón también se enfrenta a crítica, ya que el carbón se considera una fuente de energía “sucia”. Sin embargo, las autoridades del gobierno mantienen que es la alternativa más rentable y han basado su decisión en gran parte en este criterio.

En enero del 2015, el Sr. Medina convocó los debates ampliamente esperados acerca del pacto eléctrico. Esto pretende llegar a un consenso social sobre la reforma del sector apoderando al Consejo Económico y Social (CES), un consejo institucional y económico compuesto de representantes de una muestra representativa de la sociedad, para participar en discusiones con el gobierno y encontrar una solución a largo plazo para el sector. El pacto se debe de alcanzar dentro de seis meses a partir del inicio de las conversaciones. Para ser exitoso, las conversaciones tendrán que resultar en una estrategia a largo plazo para el sector energético que aborde la gama de temas tratados en esta sección y en el resto de este informe. Una vez concluidas las conversaciones, el CES probablemente comience a trabajar en un acuerdo fiscal, el cual estará estrechamente vinculado a los problemas que afectan al sector energético debido a la tema de los subsidios.

Enfoque: PetroCaribe y la República Dominicana.

A pesar de la diversificación en la matriz energética de la República Dominicana durante la última década, el país todavía depende en gran medida del petróleo importado. En el 2013 la factura de importación de petróleo fue de un total de US\$4.4 mil millones, representando un 26% del total de importaciones y equivalente a un 7.1% del PIB nominal, incrementado por US\$ 1.4 mil millones (18.4% del total de importaciones y 6.5% del PIB) una década antes. El país se basa en el petróleo para un 40% de su producción de energía, en el gas natural para un 31%, en el carbón para un 14% y en la hidroelectricidad para un 13%. Solamente alrededor del 2% del suministro de energía proviene de fuentes consideradas renovables (en especial energía eólica). El gran número de generadores de emergencia utilizado por residencias e industrias aumenta aún más la dependencia de la República Dominicana en combustible importado.

En el 2008-12, el 23% del volumen total del petróleo importado provino del programa de PetroCaribe de Venezuela, representando el 13% de la factura petrolera nacional. Basándose en los acuerdos de energía anteriores de San José y Caracas (firmados en 1998 y 2000 respectivamente), PetroCaribe, que fue creado en el 2005, permite a los signatarios comprar 185,000 barriles/día (b/d) de petróleo crudo al valor del mercado. Aunque el 60% del costo debe ser pagado dentro de 90 días (con un posible período de gracia de dos años), el resto es financiado por Venezuela en una tasa de interés preferencial de un 1% con un plazo de amortización de 25 años, o puede pagarse a través de la exportación de bienes o servicios a Venezuela. PetroCaribe cuenta actualmente con 17 miembros en el Caribe y América Central.

La cuota de la República Dominicana para el financiamiento de PetroCaribe ha aumentado constantemente en los años pasados debido a la creciente demanda de petróleo del país. Es el mayor beneficiario de financiamiento bajo el sistema, y tiene una cuota asignada con límite máximo de 50,000 b/d del valor del crudo en el mercado. La República Dominicana recibe un 18.5% de todo el petróleo suministrado a los países miembros; esta es la acción más grande de cualquier país con la excepción de Cuba, que se beneficia en distintos términos bajo el régimen. En el 2010, Venezuela se convirtió en el principal acreedor bilateral de la República Dominicana. Según la Dirección General de Crédito Público, la deuda acumulada perteneciente a PetroCaribe ascendió a US\$3.7 mil millones para finales del 2013, o a un 24.7% del total de la deuda externa acumulada. Desde el 2010, la República

Dominicana ha cumplido con algunas de las obligaciones de la deuda con Venezuela, a través de la exportación de mercancías, incluyendo frijoles, pastas y otros alimentos.

En efecto, el sistema ha aislado a estados miembros del aumento del precio del petróleo en los últimos años, mientras crea una dependencia fiscal con Venezuela y perpetuando una dependencia económicamente errónea sobre el petróleo en sus mezclas de consumo de energía. Los subsidios de PetroCaribe también distorsionan las señales de precio, en muchos casos desalientan la sustitución de importaciones de petróleo con las fuentes de energía menos costosas como gas licuado natural (GLN) o energías no hidroeléctricas renovables. A la vez, sin embargo, el financiamiento de PetroCaribe ha liberado fondos para otros fines, tales como apoyo presupuestario o proyectos específicos de desarrollo económico y social, lo cual lo hace particularmente atractivo a gobiernos con problemas de liquidez.

Sin embargo, recientes dificultades económicas y fiscales en Venezuela, junto con la disminución de producción de petróleo de su industria de hidrocarburos y la reducción de los precios internacionales del petróleo, han presentado inquietudes sobre el futuro de PetroCaribe. Si se obligara al gobierno de Venezuela a recortar o a eliminar su financiamiento, la dependencia de los préstamos blandos de PetroCaribe podrían presentar una amenaza para la estabilidad financiera de algunos estados miembros. De hecho, la necesidad de pagar precios no subsidiados agravaría los desequilibrios en las finanzas públicas y cuentas corrientes de los países miembros.

El impacto financiero variaría según el país, pero el riesgo se acentúa en el caso de grandes beneficiarios, tales como Jamaica y la República Dominicana. Sin embargo, la República Dominicana ha realizado avances en diversificar su matriz energética desde el año 2005, reduciendo su dependencia del petróleo importado. Por otra parte, tal vez anticipando el potencial colapso de PetroCaribe, y también viendo la oportunidad de tomar ventaja de los problemas de flujo de efectivo de Venezuela, en enero del 2015 el gobierno Dominicano anunció que compraría casi la totalidad de su deuda de PetroCaribe a un precipitoso descuento del 52% (pagando de US\$ 1.93 mil millones para la deuda con un valor nominal de US\$4.1 mil millones al final del 2014). Sin embargo, el gobierno dijo que no indicaba el fin de su membresía en PetroCaribe, y que el país seguirá comprando petróleo bajo el programa. ■

D. ¿Cuál fue el error?

Mientras el gobierno y representantes de la sociedad civil emprenden y continúan sus discusiones sobre posibles nuevas reformas, vale la pena examinar algunos de los factores que han impedido que iniciativas anteriores remediara del todo los problemas del sector. A continuación, veremos algunos de los temas que han influido en la falta de éxito de los últimos esfuerzos de la reforma.

Debate sobre el papel del gobierno en el sector eléctrico

Quince años después de la primera revisión del sector, las acciones del gobierno continúan siendo criticadas profundamente. En el centro del tema, se encuentra lo que es percibido por algunos críticos como intervención gubernamental excesiva en el sector, lo que ha politizado los procesos y las políticas, la gobernabilidad indeterminada y la distorsión de los incentivos adecuados en un mercado libre. Esta intervención ha sido especialmente marcada a lo largo de la historia de la post-privatización/ capitalización del sector en la gestión activa del gobierno del esquema de tarifa, que ha distorsionado las señales de los precios y ha requerido el crecimiento continuo de subsidios públicos. Por el contrario, la racionalización del esquema de tarifa permitiría a las empresas de distribución lograr la sostenibilidad financiera, reduciendo sus déficits operacionales. Al mismo tiempo, algunos comentaristas argumentan que diversos esfuerzos de la reforma no fueron dados con suficiente tiempo para mostrar resultados, así como los cambios del gobierno resultaron en cambios bruscos de las políticas.

Rechazo total a abordar los problemas de falta de pago y las ineficiencias de administración

Existe un amplio acuerdo que los gobiernos sucesivos no han abordado el problema de la falta de pago efectivamente debido al temor de que las medidas necesarias, como desconectar a los clientes que no pagan, criminalizar efectivamente

el robo de electricidad y abordar otras formas de mala conducta, las cuales podrían distanciar a los votantes y dañar la popularidad del gobierno y del partido gobernante. Esfuerzos para educar a los consumidores (empresas y particulares) con respecto de los beneficios de uso económico de la electricidad también están careciendo. Más fundamentalmente, sin embargo, la falta de pago radica en el suministro de electricidad insuficiente (y la prevalencia de apagones) y en una falta general de atención a las necesidades. Siendo problemas que han reducido la disposición de los consumidores a pagar por el servicio eléctrico de calidad deficiente.

Además, la administración gubernamental de las empresas de distribución no ha producido resultados financieros sanos, y las empresas están plagadas de nóminas infladas, ineficiencias y altos costos operacionales. En este sentido, las mejoras en los aspectos operacionales de distribución son vitales para la sostenibilidad del sector; tales medidas incluyen la aplicación de la planeación financiera estratégica adecuada y controles financieros, mejor regulación y procesos de contratación transparentes.

Debilidades institucionales y reguladoras

La debilidad de sus instituciones ha sido considerada como otro factor importante que contribuye a los problemas del sector. Existe una falta de claridad en cuanto a los roles de cada institución involucrada en diversos ámbitos del sector, y esto a menudo resulta en una falta de coordinación y responsabilidades superpuestas y ofrece pocos incentivos para las instituciones en mejorar la eficiencia y reducir los costos. La transparencia reguladora también ha sido socavada por momentos por escándalos de corrupción y acusaciones de mal manejo de fondos públicos de instituciones como la CDEEE. Una lucha de poder entre la SIE, el recién formado Ministerio de Energía y Minas y la CDEEE ha debilitado la regulación, ha perjudicado los estándares de gobernanza en el sector y la rendición limitada de cuentas. Esto ha dañado la capacidad de la República Dominicana en atraer nueva inversión

privada para la distribución de electricidad y ha debilitado la confianza en el proceso de reforma.

Las primeras reformas del sector intentaron atraer la inversión privada y mejorar la eficiencia de los servicios de electricidad, así como reducir la carga fiscal de los subsidios. Se realizaron algunas inversiones importantes y mejoras, pero la revisión del marco regulatorio del sector ocurrió más adelante, en el 2001. Numerosos estudios han encontrado que una característica exitosa para la reforma de electricidad es la creación de un entorno regulatorio adecuado antes de la transferencia real de bienes estatales a manos privadas. Muchos de los males que acosan al suministro de electricidad en la República Dominicana se remontan a la disposición de activos antes de la creación de dichos marcos regulatorios e instituciones.

Estudios del caso ponen en relieve el hecho de que la creación de tales instituciones es esencial para la reforma exitosa del sector eléctrico, pero que la creación de instituciones toma tiempo y experiencia y debe estar adaptada a las condiciones particulares imperantes en cada mercado. El desfase temporal entre las privatizaciones y el desarrollo de estructuras adecuadas reguladoras en la República Dominicana ha contribuido con las dificultades que afectan al sector de la energía en ese lugar.

Temas de transparencia y señales confusas para los inversionistas

La inversión en el sector privado ha sido crucial para el desarrollo del sector. Entre el 2000 y el 2013 la capacidad de generación instalada en el sector aumentó en un 46%, con la mayor parte de la nueva capacidad financiada y operada por el sector privado. Según las cifras publicadas por ADIE, los flujos de capital privado al sector ascendieron a US\$2.5 mil millones entre el 2000 y el 2012, sumando más de 2,000 MW de capacidad de generación a la matriz. El sector también ha recibido flujos importantes de inversión extranjera

directa (FDI): entre el 1999 y el 2001, cuando ocurrió la privatización del sector eléctrico, el 34% (o aproximadamente US\$1.5 mil millones) de los flujos del FDI para la República Dominicana se dirigieron al sector eléctrico, según las cifras publicadas por el Banco Central de la República Dominicana. Incluso después de la privatización, el sector continuó atrayendo inversión: entre el 2008 y el 2012 el sector eléctrico obtuvo US\$1.4 mil millones de FDI, o un 9% del total de los flujos de las inversiones extranjeras para el país durante el periodo.

Sin embargo, las inversiones futuras en el sector dependerán de la creación de un clima de negocios más transparente y un contexto institucional más fuerte. Una mayor entrada de capital al sector ha tenido lugar durante las épocas de fortalecimiento institucional, como el proceso de capitalización en los últimos años de la década de los 90 y en los primeros años de la década del 2000, y en periodos cuando el país ha tenido criterios de desempeño específicos para el sector eléctrico dentro del contexto de acuerdos de préstamo con el FMI (el último acuerdo, un acuerdo en estado de espera, venció en marzo del 2012). Los acuerdos con el FMI proporcionaron un marco y un monitoreo que reforzó la confianza de los inversionistas en el país.

El escenario incierto para las generadoras privadas ilustra cómo la falta de transparencia y la ausencia de un marco institucional fuerte pueden disuadir las inversiones. Esto está relacionado no sólo con los atrasos sustanciales del estado a las empresas generadoras, sino también con la incertidumbre que rodea la inminente renegociación por el gobierno de los contratos de compra de energía negociados bajo el acuerdo de Madrid, que iniciará en el 2016. Aunque el marco legislativo hace un llamado a licitación, la transparencia de este proceso podría ser cuestionada, dado los bajos niveles de confianza y alegaciones pasadas de irregularidades en la contratación pública y en los procesos de licitación de la República Dominicana.

Enfoque: Energía renovable en la República Dominicana

Así como continúa dirigiendo los problemas de su industria de energía tradicional, la República Dominicana también debe considerar los beneficios de las opciones de energía alternativa para reducir su dependencia del petróleo importado y su exposición a las fluctuaciones de los precios mundiales del petróleo. Recientemente, la atención se ha centrado en la oportunidad presentada por el gas natural a precios competitivos ahora exportado de los Estados Unidos como un elemento de cambio posible para el sector energético dominicano. Otras oportunidades incluyen la tecnología eólica, solar y de olas, junto con la producción de biocombustibles y otras energías renovables, que podrían convertirse en una parte significativa de la mezcla de energía del país a largo plazo. Existe un gran potencial para la expansión doméstica de tales fuentes de energía alternativa, pero se necesitaría una inversión importante para hacer crecer estas industrias nacientes, y para los costos asociados a esta expansión tendría que tenerse una estrategia a largo plazo.

El país actualmente ha tomado algunas medidas para reducir su dependencia del petróleo mediante la promoción de la producción de energía renovable. En el 2007, entró en vigor la Ley de Energías Renovables, y sus ordenanzas fueron firmadas en el 2008. La ley concede varios incentivos para proyectos de energía renovable, incluyendo: una exención del 100% en impuestos de importación para maquinarias de energía renovables, así como otros bienes y servicios relacionados; una exención del Impuesto a la Transferencia de Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS) para todas las transacciones; un crédito de un 75% del impuesto sobre la renta para los productores por cuenta propia (residenciales e industriales); una exención de impuestos de diez años en producción de biocombustibles; y una tarifa de alimentación hasta el 2018. La ley tiene la meta ambiciosa de hacer el 25% de producción de energía renovable en la República Dominicana antes del 2025, y al menos el 10% para el 2015.

Sin embargo es improbable que pueda cumplirse la producción de energía renovable a estos niveles bajo este calendario. El crecimiento del sector de las energías renovables se ve dificultado por obstáculos tales como las reglas confusas y procesos burocráticos, especialmente aquellos relacionados con la obtención de concesiones del gobierno y que se benefician de incentivos fiscales de la ley. Además, una reforma fiscal implementada en el 2012 eliminó

las exoneraciones fiscales mayores, incluyendo la exención en el ITBIS y las exenciones de impuestos para la producción de biocombustibles; también redujo otros incentivos, como la disminución del crédito tributario para auto productores (hasta el 40%). El financiamiento a largo plazo para los nuevos proyectos también es difícil de obtener, a menudo debido a la tarifas de compra bajas ofrecidas por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) y otras distorsiones de precios; costos altos de transacción; cuantiosos subsidios gubernamentales para el consumo de combustibles fósiles y otras distorsiones del mercado; y la escasez de productos de coberturas apropiados. Además, los mercados de capital local aún son inmaduros y no están diversificados. Más importante, los grandes atrasos del gobierno con el sector de generación, incluyendo los parques eólicos, son un drenaje de las finanzas del sector y desalientan el financiamiento adecuado y las nuevas inversiones en tecnología de energías renovables.

En el 2012 la República Dominicana se unió a la Coalición de Clima y Aire Limpio de la ONU, que hace que el país sea elegible para el financiamiento internacional para proyectos de energía limpia, y esto ha atraído el interés de empresas internacionales que buscan desarrollar proyectos en el país. Sin embargo, hasta la fecha sólo dos proyectos han sido establecidos bajo este programa: el Proyecto de Bionersis (Francia) en el vertedero de Duquesa, y el parque eólico El Guanillo (España).

El Gobierno ha otorgado un número considerable de concesiones desde el 2006 – de acuerdo con la Comisión Nacional de Energía, hubo más de 30 concesiones en el 2013. Sin embargo, sólo una parte era para proyectos a largo plazo que resultarán en la producción de energía adicional para el país. La energía eólica es la tecnología renovable más prevalente, y en el 2012, cuando la República Dominicana vio el mayor nivel de inversión en energías renovables ya que la legislación fue aprobada, el 95% de los beneficios fiscales en el sector fueron otorgados a proyectos de viento. El Gobierno ha prometido su apoyo para la energía limpia en otros campos; por ejemplo, un proyecto para un parque solar en gran escala fue anunciado a finales del 2013 y estaba en construcción en el año 2014. Pero este apoyo debe ir acompañado de la racionalización y coordinación de procesos, incluyendo la contratación transparente y competitiva, con el fin de colocar al país en una posición ventajosa en términos de inversión internacional. ■

E. Próximos pasos: Avanzar hacia soluciones

Las críticas mencionadas no representan una lista completa de todos los factores que han afectado el éxito o el fracaso de iniciativas de reformas anteriores (no habría espacio en este documento informativo para ofrecer un análisis histórico detallado y completo). Sin embargo, ponen en manifiesto la impaciencia de montaje entre negocios y dominicanos generalmente con pasos lentos en los esfuerzos de reforma de electricidad y la falta de beneficios más tangibles hasta ahora, además de la frustración ante la continua alta incidencia de cortes de energía y una pérdida de confianza en la capacidad del gobierno en ofrecer mejoras. En este sentido, el plan del Sr. Medina para involucrar al gobierno directamente en el área de generación es visto con escepticismo por algunos expertos de la industria, en lugar de otros que consideran que el financiamiento y los

esfuerzos deben dirigirse a mejorar la distribución y transmisión. Muchos expertos insisten en que el sector eléctrico está en necesidad de una estrategia que no sólo aborde las cuestiones de capacidad sino que también afronte toda la gama de problemas de la industria, con medidas para reducir pérdidas, aumentar la eficiencia y racionalizar las tarifas, para aumentar la inversión en áreas prioritarias (por ejemplo, transmisión) y para mejorar la gobernabilidad y el desempeño institucional. El sector también requiere una rigurosa planificación financiera y controles y supervisión estrictos, junto con compromisos concretos de cada participante en el sector, con objetivos y plazos previamente establecidos. Al iniciar las discusiones sobre el pacto eléctrico, el Sr. Medina dio un paso importante para comenzar el proceso de diseñar una estrategia sectorial. Sin embargo todavía es demasiado pronto para determinar si el proceso producirá las reformas necesarias. ■

2

Reformas en el sector eléctrico en otras economías

Esta sección del informe se centra en las experiencias de otros países que han abordado los retos de las reformas del sector eléctrico, desde la organización de infraestructura de energía eficiente hasta el establecimiento del marco regulatorio correcto. Entre los aspectos fundamentales de la realidad política de la implementación de la reforma del mercado de electricidad se encuentran los temas sociales y de equidad y en particular el “contrato social” con los pobres. Ninguna visión de reestructuración es viable sin un plan que garantice la seguridad del suministro asequible y que aumente el número de conexiones a hogares de bajos ingresos. Uno de los temas más comunes en las reformas que fallan en abordar esta preocupación (aquellos que tratan de elevar las tarifas pagadas por los pobres sin un plan de compensación para proteger su acceso a los servicios de electricidad vital) es que rápidamente provocan oposición política y por lo general fallan.

Otra debilidad de muchas de las reformas de mercado es la falta de atención prestada al diseño de instituciones y especialmente el papel fundamental de los reguladores independientes, que en muchos países no tienen la autoridad ni la información que necesitan para desempeñar el papel de regulador de los servicios públicos.

Además, en mercados que se han liberalizado con éxito, existe una clara tendencia de caída en los precios de la electricidad para los consumidores industriales en términos nominales y reales. Pero esta tendencia es menos evidente y ha sido mucho menos pronunciada, para los consumidores

domésticos. Las tarifas pagadas por los consumidores no siempre reflejan los costos de producción y transmisión de electricidad, como es el caso en la República Dominicana. Algunos grupos de consumidores subsidian a otros grupos y diferentes partes de la cadena de valor, y los precios no reflejan plenamente los costos de generación, transporte y distribución. Las tarifas y los impuestos de electricidad no están relacionados de manera transparente. En consecuencia, la necesidad de desarrollar estructuras tarifarias adecuadas y transparentes es una de las preocupaciones principales de las autoridades en su intento de apoyar a los sectores de energía de manera financieramente viable, eficiente y justa.

Los estudios de los casos mencionados a continuación ilustran cómo los países han tratado temas específicos que afectan al mercado de la energía, y, en el caso de Chile, cómo el país aprobó una reforma más integral. Examinando las experiencias comparativas de estos países, hemos llegado a algunas conclusiones generales y hemos destacado una serie de lecciones específicas que pueden ser útiles para futuras formulaciones de políticas en la República Dominicana.

Chile: Cambio de crisis a una estrategia integral de seguridad energética

Tal como la República Dominicana, Chile está en una posición vulnerable debido a su fuerte

dependencia de energía importada, y ha sufrido crisis en los últimos años cuando los precios de importación se han disparado o cuando el suministro de energía se ha cortado repentinamente. Es uno de los mejores modelos en la región de América Latina por su enfoque más comprensivo al tratar sus vulnerabilidades.

Chile importa alrededor del 70% de sus necesidades de energía primaria en forma de petróleo, gas y carbón. La hidroelectricidad constituye la mayor parte del resto, pero esta fuente es vulnerable a caídas en la producción debido a las sequías causadas por el fenómeno meteorológico de La Niña. En el pasado Chile también dependió de Argentina como proveedor de gas natural, pero estos suministros se redujeron en el 2005 ya que Argentina cortó sus exportaciones con el fin de satisfacer sus necesidades energéticas domésticas. La demanda de electricidad de Chile está creciendo rápidamente, agravando el problema.

Después de años de severa inseguridad energética, incluyendo la amenaza de racionamiento de energía, bajo los gobiernos recientes, Chile ha adoptado una estrategia amplia para construir la seguridad energética a largo plazo. El plan incluye esfuerzos para aumentar la autonomía energética a través de concesiones adicionales de generación de energía, diversificación de la matriz energética (en términos de combustibles y proveedores) y mayor eficiencia energética.

Avanzando hacia el pensamiento a largo plazo

Luego de la ocurrencia de la Niña en 1999, el gobierno de Chile respondió a la indignación pública sobre el aumento de las tarifas de electricidad mediante la eliminación de disposiciones de fuerza mayor en el régimen reglamentario, evitando que las compañías eléctricas aprobaran el aumento de los costos a los consumidores. Esto probó ser un error, ya que desencadenó un final abrupto para la construcción de proyectos de generación de electricidad. El gobierno entonces revirtió sus regulaciones de electricidad de 1999 con una nueva fórmula de

precios que permitió a las empresas generadoras transmitir los aumentos de los costos a los consumidores. Otra ley, promulgada en el 2005, proporcionó más incentivos para la generación a través de un nuevo sistema de contratos indexados de un mínimo de diez años entre generadoras y distribuidoras. Esto aumentó dramáticamente el atractivo del sector eléctrico para los inversionistas privados.

Pero la necesidad de compensar la reducción de las importaciones de gas de Argentina a partir del 2005 fue un problema mayor y llevó al gobierno chileno a emitir su nueva política de seguridad energética en el 2006. Se trataba de un marco de estrategias a corto y a largo plazo para aumentar la producción, diversificando el suministro y reduciendo el consumo. La estrategia involucró la búsqueda de acuerdos de inversionistas extranjeros con un valor de alrededor US\$10 mil millones para abastecer al país con 5,000 MW de capacidad de generación de electricidad adicional.

Las iniciativas para diversificar la oferta incluyeron la construcción de una terminal de GNL en Quinteros, terminada en el 2009. Posteriormente se construyó una segunda terminal de GNL en Mejillones, en el norte. El gobierno también modificó las regulaciones de la electricidad para fomentar la diversificación de fuentes de gas natural y carbón y GNL. La exploración para petróleo y gas natural también aumentó.

Las medidas de reducción de consumo fueron entregadas a través de un Programa Nacional de Eficiencia de Energía, con nuevas iniciativas destinadas a viviendas, transporte, fabricación, minería y al sector público. El gobierno de Chile también establece objetivos específicos para aumentar la cuota de fuentes de energía renovables en la matriz energética. Éstos incluyen energía eólica, solar y recursos de biomasa, así como biocombustibles. Los funcionarios inicialmente destinaron una cuota de un 15% de la energía renovable no convencional (ERNC) a la nueva capacidad instalada en el 2010; esto en comparación con el 2.4% de la capacidad instalada en el 2008.

Los funcionarios también alentaron a agencias gubernamentales y al sector privado en utilizar menos energía. Las instituciones públicas debían reducir su consumo de electricidad en al menos un 5%, y se invitaron a entidades del sector privado para implementar sus propios planes de ahorro de energía. Además, la ley incluye normas que prevén un racionamiento del sistema que podría introducirse tan pronto como la necesidad se presente, teniendo las autoridades que dar aviso con tan sólo 36 horas de antelación sobre el horario de racionamiento para cada área geográfica y categoría de consumidores de electricidad. Por último, el gobierno chileno se comprometió a mantener fondos considerables en su Fondo de Estabilización del Precio de Combustibles para ayudar a amortiguar el impacto de las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo.

Las energías renovables ganan impulso

Más recientemente, el gobierno presidido por Michelle Bachelet, quien regresó al cargo como Presidente en el 2014, ha desarrollado el sector ERNC como un pilar fundamental de su política energética para el 2014-18. La política señala que el 45% de la nueva capacidad instalada entre el 2014 y el 2025 debe utilizar fuentes de ERNC y que el 20% de la matriz energética del país debe estar basada en ERNC para finales de 2025.

En los primeros siete meses del 2014, entraron en funcionamiento 601 MW de proyectos de ERNC, más que duplicando la cantidad de capacidad de ERNC instalada durante todo el 2013. Según las estimaciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Chile tiene el potencial para desarrollar 40 GW de viento, 12.5 GW de hidro, más de 1,000 GW de energía solar y 2 GW de proyectos geotérmicos. A partir de septiembre del 2014 más de 17 GW de nuevos proyectos de ERNC se habían presentado al servicio de evaluación ambiental y más de 6 GW habían sido aprobados. Mientras tanto, el gobierno de Chile ha comenzado a trabajar en una nueva estrategia de energía, a largo plazo, mediante el plan de Energía 2050.

Además de ERNC, el gobierno de la Sra. Bachelet aumentará las importaciones de GNL y trabajará hacia la construcción de una tercera terminal de

GNL para el suministro central-sur de Chile, haciendo del GNL un componente importante de la mezcla energética del país. Además de la tercera terminal, el gobierno desea utilizar plenamente todas las capacidades existentes en la planta de Quintero que se ampliará a 20 metros cúbicos/día - y la planta de Mejillones, que ya está en funcionamiento.

Otro elemento del programa de gobierno es el esfuerzo para asegurar la aprobación popular para sus iniciativas. Como parte de la estrategia energética a largo plazo, el gobierno comenzará un diálogo con todas las partes interesadas, con el objetivo de elaborar una política nacional que será socialmente, políticamente y técnicamente viable en el 2025.

Lecciones para la República Dominicana

- Las situaciones de crisis proporcionan el impulso para reevaluar y reformular las políticas energéticas. Sin embargo, los períodos de estrés reducido, tales como el reciente periodo de caída rápida mundial de los precios del petróleo, pueden también proporcionar un respiro para desarrollar y poner en marcha una estrategia de seguridad de energía a largo plazo.
- Una estrategia integral debe ser multifacética, incluyendo la expansión de capacidad de generación, medidas de consumo de energía, una mejora de precios y un marco regulatorio para alentar la inversión privada, diversificación de fuentes de energía importada y el desarrollo de fuentes renovables nacionales. Todos los elementos deben ser considerados.
- El liderazgo del gobierno es crucial, pero un plan a largo plazo será más exitoso si todos los interesados son invitados a participar en su diseño y a comprender las políticas e iniciativas propuestas completamente.
- El desarrollo de un sector de energía renovable diversifica la matriz energética y podría también ayudar a ampliar la cobertura en zonas rurales que no están vinculadas a la red nacional o poseen alimentación precaria, mientras que proporciona opciones para los consumidores urbanos que invierten en costosos sistemas de respaldo.

Regulación dirigida por el mercado y precios de Chile

El caso de Chile también es valioso como un modelo para un sistema de regulación dirigido por el mercado. Chile fue un adoptante temprano de este modelo, con precios basados en el mercado con un fuerte rol continuo – pero apropiado – para reguladores.

Chile comenzó a reestructurar su sector energético estatal durante la década de 1970, separando y entonces privatizando las empresas eléctricas. La formulación de políticas y la regulación fueron asignadas a la Comisión Nacional de Energía (CNE), que fue creada en 1978. Se aprobó la Ley de Electricidad (DFL-1) en 1982, seguida por nuevas regulaciones en 1998. En conjunto, estas reformas establecieron un sistema regulatorio basado en el mercado.

Bajo este régimen, el Ministerio de Economía otorga concesiones no exclusivas para las empresas de generación, transmisión y distribución, con entrada libre al sector de las empresas locales y extranjeras. Hay dos sistemas interconectados de energía eléctrica, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que son coordinados por grupos autónomos de industria conocidos como Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). La membresía en los CDEC correspondientes es obligatoria, ya que los grupos son responsables de administrar el sistema de despacho y también aumenta la planificación y la capacidad de coordinación. También existen algunos sistemas independientes en áreas remotas y en grandes complejos industriales que generan su propia electricidad.

El CNE manejó el sistema normativo a través de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Las ventas de energía eléctrica fueron asignadas dentro de cada sistema primero al productor con el menor costo marginal. Sólo cuando toda la energía de esa compañía ha sido vendida es que el siguiente productor de menor costo es traído a la línea. Los productores de alto costo deben comprar la energía de menor costo en

el mercado puntual para cumplir con sus obligaciones contractuales antes de usar su propia capacidad. La CNE regula ciertos precios de acuerdo a criterios específicos basados en el mercado establecido en la Ley de Electricidad y Regulaciones y tiene solamente poderes limitados discrecionales. Las tarifas reguladas para los pequeños consumidores se mantienen bajas basadas en una fórmula que las ata a los precios determinados por el mercado. Los municipios están facultados para negociar sus propios acuerdos de precio con los pequeños productores con menos de 1.5 MW de capacidad. Los grandes clientes con un consumo de más de 2 MW no están regulados y negocian los precios directamente con los proveedores. Las empresas de transmisión están obligadas a proporcionar “acceso abierto” a nuevos usuarios que acuerden aportar capital para expandir el sistema.

Estas reformas lograron su objetivo de establecer precios determinados por el mercado con incentivos incorporados por los productores para mejorar la eficiencia, minimizar los costos marginales y ampliar la cobertura de electricidad. También proporcionaron a los pequeños consumidores precios regulados en una función de los precios determinados por el mercado. El sector fue despolitizado al incorporar fórmulas que limitaban la discreción de los reguladores en la ley de precios. Estas medidas crearon incentivos atractivos para la inversión privada en el sector.

Control de precios y subsidios cruzados

Al mismo tiempo, el gobierno continuó regulando algunos precios en forma de control de precios y mediante subsidios cruzados para los pequeños consumidores, para ayudar a evitar las protestas públicas masivas sobre privatización vistas en otros países de América Latina en Chile. Un sistema de bandas de precios (precios de nudos) protege a los clientes con un consumo máximo de menos de 2 MW. Los parámetros de fijación de precios se establecen según lo que la CNE considera es un modelo de distribución eficiente. El sistema ha protegido a los pequeños consumidores, pero analistas de la industria creen que ha actuado

como un desincentivo a la inversión.

El gobierno chileno reconoció este problema y actuó para implementar otras reformas para transparentar más el entorno reglamentario y para atraer nuevas inversiones. En el 2003 se promulgó una ley de electricidad conocida como la Ley Corta. Esta estableció una nueva comisión para regular los gravámenes de transmisión como medio para simplificar el sistema de solución de controversias. La ley también redujo el margen entre los precios de nudos regulados y el precio de mercado libre. Esto benefició a las empresas de distribución y ayudó a fomentar la inversión.

Lecciones para la República Dominicana

- El impulsar la participación del sector privado en el sector energético es necesario para aumentar la inversión, fomentar la eficiencia del sector, atraer experiencia técnica y garantizar un acceso más confiable a la energía. Pero es necesario un marco regulador fuerte y justo antes de que los inversionistas tengan interés.
- Si se fomenta la competición genuina siempre que sea posible en todo el sistema de electricidad, pueden lograrse mejoras sustanciales en la eficiencia.
- Es posible despolitizar la dinámica de la industria, preservando suficiente regulación para asegurar un mercado ordenado y para proteger a los pequeños consumidores.
- Los subsidios cruzados para pequeños consumidores son más eficaces si se expresan en función de los precios de mercado libre negociados entre productores y grandes consumidores. Los subsidios cruzados ayudan a prevenir el malestar social que puede surgir de un cambio abrupto de los precios del mercado, pero finalmente tienen que ser eliminados.

Reforma de precios de energía en Kenia: Cambio de la estructura de tarifa mientras se protege al pobre

Las reformas de precios de energía en Kenia han demostrado ser bastantes acertadas, con el aumento de tarifas en consonancia con los costos desde mediados de la década del 2000 y con el subsidio de los costos de conexión por el gobierno en lugar de los costos de electricidad. La última medida ha ayudado a ampliar la cobertura a zonas rurales pobres. Al mismo tiempo, el cálculo de las tarifas es transparente, y la estructura de tarifa ha apoyado la viabilidad financiera del sector y el atractivo de inversión.

Antes de las reformas, las tarifas de electricidad en Kenia durante los años 90 y a principios de la década del 2000 no reflejaban los costos reales de generación, transmisión y distribución, esto restringiendo el desempeño financiero de las empresas que operaban en el sector. Sin embargo, al igual que en la República Dominicana, gran parte de la población de Kenia exige algún tipo de asistencia (por ejemplo, menores tarifas y subsidios) para tener acceso a electricidad a un precio asequible. Es necesario un equilibrio para encontrarse entre la equidad social y la recuperación de los costos de energía por los operadores.

Los esfuerzos para reformar el sector eléctrico comenzaron a mediados de la década de 1990, cuando el gobierno independizó la generación, transmisión y distribución de electricidad, y abrió la industria a la participación del sector privado. Aunque el proceso tomó años, condujo en última instancia al desarrollo de la Política Energética del 2004 y a la Ley de Energía del 2006, que destacó avances en energías renovables y cambios en la estructura de tarifa. La creación de una reguladora independiente, la Comisión Reguladora de Energía (ERC), proporcionó la supervisión del proceso de reestructuración.

Introducción de régimen de tarifa multi-bloque

Una nueva fórmula para el cálculo de tarifas fue introducida en el 2005 para reflejar los costos marginales de largo plazo. Además de la tarifa básica de carga, los costos relacionados con la generación de combustible y las fluctuaciones de la tasa de cambio son automáticamente pasados a los consumidores. La información sobre el calendario de tarifa incluyendo el cálculo de ajustes de tarifa y las fechas en que los ajustes tendrán efecto, se publicarán en página web del ERC, para ofrecer transparencia sobre los cálculos de tarifa.

Para los consumidores residenciales, las tarifas de electricidad están basadas en un esquema de aumento de tarifa por bloque (IBT), mediante el cual el precio del kilovatio-hora aumenta basado en los siguientes niveles de consumo por mes: consumo superior a 1,500 kWh; consumo dentro del rango de 51-1,500 kWh; y el consumo que se mantiene por debajo de 50 kWh. Todos los consumidores residenciales deben pagar una cuota fija que al menos cubra el costo de generación, y el bloque más bajo, llamado tarifa de “línea vital” (debido a que está diseñada para ayudar a los hogares más pobres), la cual está a cargo de los consumidores más grandes mediante subsidio cruzado (aunque no de clientes urbanos a clientes rurales), que a su vez fomenta menor consumo para los consumidores más grandes. A los consumidores comerciales, industriales y del gobierno se les cobran diferentes tarifas planas que no están basadas en un esquema de IBT.

El gobierno de Kenia enfrentó una resistencia significativa al aumento de las tarifas en el inicio del proceso de reforma, particularmente de los grandes consumidores, tales como fabricantes y productores de cemento, que estaban sujetos a las tarifas más altas. Sin embargo, al comunicar los objetivos y los beneficios potenciales de la reforma, el gobierno fue capaz de asegurar su cooperación. Se hizo énfasis en el potencial de atraer inversión extranjera mediante una estructura de tarifa que reflejaba los costos reales de generación, transmisión y distribución. Además, el gobierno comprometió fondos de los costos de energía más altos pagados por los consumidores para el

desarrollo de las fuentes nacionales de energía renovable, que en última instancia conducirían a una reducción en los costos de energía y a un fortalecimiento de la competitividad en el mediano y largo plazo.

Entre el 2000 y el 2009, las tasas de tarifas aumentaron de un promedio de 7 centavos de dólar por kWh a un costo de recuperación de 19 centavos de dólar por kWh, mientras que al mismo tiempo el gobierno fue capaz de mantener la tarifa de “línea vital” para aquellos que la necesitaban.

Atraer inversiones del sector privado en la generación

La reforma de la tarifa de electricidad ha dado lugar a algunas mejoras en la situación financiera de las empresas del sector energía en Kenia, que a su vez ha creado un ambiente más propicio para la inversión en el sector privado, particularmente en la generación. La intervención del gobierno se centró en reducir el riesgo y en el financiamiento de los costos para el desarrollo de la capacidad de nueva generación (ya sea a través de canales del sector público o privado) proporcionando un incentivo adicional para los inversionistas. Aunque la empresa de propiedad pública Kenya Electricity Generating Company (KenGen) es el jugador dominante en la generación, no recibe un trato preferencial en el mercado. Por el contrario, la empresa trabaja con el sector privado y está en búsqueda de alianzas públicas-privadas como accionista minoritario para atraer a inversionistas privados. Otra empresa pública, la Geothermal Development Company (una entidad dentro del Ministerio de Energía), proporciona servicios a promotores potenciales del sector privado y licita contratos para los productores de energía independientes (IPP), con los cuales actuará como un proveedor de vapor.

Lecciones para la República Dominicana

- Un reto importante de política para la República Dominicana es el manejo de cuestiones sociales y de equidad (el contrato social). La distribución de los beneficios de las reformas del mercado de electricidad y el mantenimiento del contrato

social con los pobres serán dos de las pruebas principales del éxito de la reforma de electricidad.

- Los aumentos de tarifa deben estar acompañados de una capacidad ampliada y de mejoras en el acceso y de calidad de la prestación de servicios. Este es un proceso dilatorio, ya que la capacidad ampliada a menudo requiere de inversión inicial.
- La intervención del gobierno debe estar enfocada, y se debe crear un marco regulatorio y un organismo regulador independiente y efectivo que no esté sujeto a interferencias políticas. Esto también mejoraría el atractivo de la República Dominicana como destino para la inversión extranjera en el sector eléctrico.
- La información sobre las operaciones del organismo regulador, incluyendo la regulación de tarifas, deben estar disponible públicamente, haciendo el proceso de ajuste de la tarifa totalmente transparente.
- El compromiso político para revisar la estructura de tarifa debe permanecer fuerte. Será necesario el diálogo constante con las partes interesadas y la transparencia en relación con los objetivos de los aumentos de tarifa.

India: Controlando el robo y reduciendo las pérdidas

Las reformas implementadas por los estados Indios de Andhra Pradesh y Gujarat para combatir robo de electricidad y mejorar los ingresos de las empresas estatales de distribución de energía ofrecen información valiosa para la República Dominicana, que está experimentando problemas similares.

En el periodo desde 1990 hasta 1997 las pérdidas financieras sufridas por Andhra Pradesh State Electricity Board (APSEB) ascendieron a US\$900 millones, mientras que en el año fiscal 1999/2000 (abril-marzo) las pérdidas de transmisión y distribución alcanzaron un estimado de 38% de la producción eléctrica total. Asimismo, en el año fiscal 2000/01 la Gujarat Electricity Board (GEB)

había publicado una pérdida económica de aproximadamente US\$500 millones. Las pérdidas de transmisión y distribución alcanzaron el 35% de la producción total en ese año.

La desvinculación de los sectores de energía de los estados en 1999 (APSEB) y en 2003 (GEB) condujeron a la creación de cuatro nuevas empresas de distribución en cada Estado. Al igual que en la República Dominicana, las dos empresas eléctricas de los dos estados indios estaban sujetas a altos niveles de robo de electricidad y pérdida de ingresos como resultado de los sistemas de contabilidad de energía débiles. Las líneas de energía fueron intervenidas y los contadores fueron alterados o puenteados en conjunto, siendo a menudo cómplices del robo el personal servidor público y los políticos locales. Esto, combinado con fallas para hacer cumplir las políticas de desconexión y debilidades en la medición, facturación, conexión y sistemas de control interno, significó que aumentaron las pérdidas de transmisión y distribución y que las finanzas del estado se estrecharon aún más.

Nuevas leyes, mayor aplicación y un esfuerzo anti corrupción

Los gobiernos estatales Andhra Pradesh y Gujarat han desarrollado enfoques similares para el control del robo y para mejorar la confiabilidad del sistema, aunque cada uno tuvo sus propias características individuales. Las medidas de reforma, iniciadas en el 2000 en Andhra Pradesh y en el 2003 en Gujarat, incluyeron promulgar legislaciones para abordar el robo de electricidad, fortalecer el cumplimiento, impulsar mecanismos anti-corrupción, mejorar la administración y el servicio al cliente.

Ambos gobiernos promulgaron leyes que hicieron que el robo de electricidad fuese un delito sujeto a exigentes multas. Fue realizado un énfasis especial en la criminalización por confabulación con personal de servicios públicos y con políticos, y este proceso fue apoyado por los cambios institucionales para fortalecer los departamentos anticorrupción de los servicios públicos. En Andhra Pradesh, el jefe del departamento de lucha contra

la corrupción fue promovido de una posición asesora a una ejecutiva en la junta de servicios eléctricos. Además, fue desarrollado un nuevo sistema para dar seguimiento al proceso desde la inspección hasta la multa o procesamiento, que incluyó el seguimiento del número de identificación en el informe de inspección del oficial y en el recibo de pago de la multa del cliente (este último podría ser pagado en el mismo momento y lugar). Estos desarrollos fueron necesarios para fomentar el apoyo público para las nuevas leyes; haciendo que las personas con poder fueran responsables y el mantener la transparencia en la operación de los servicios públicos ayudó a cambiar la percepción del público sobre el robo de electricidad.

Además, fueron creadas unidades con políticas especializadas en ambos estados para monitorear el robo, y cualquier caso de robo descubierto fue hecho público. En Andhra Pradesh, tribunales especiales y estaciones de policía fueron establecidos en cada uno de los 24 distritos administrativos para promover más eficientemente la detección del robo y el procesamiento de delincuentes. Asimismo, el gobierno de Gujarat estableció cinco estaciones de policía a través del estado con un propósito similar. También se introdujo un esquema de recompensa en efectivo como un incentivo para fomentar a aquellos con conocimiento de robo para que enviaran información a las unidades de policía. La recompensa estaba basada en la cantidad de electricidad recuperada como resultado de la presentación de dicha información, y la información personal del informante era mantenida confidencial para proteger a dichas personas de posible represalias.

Actualizaciones y nuevas herramientas son también necesarias

En adición a leyes y a los mecanismos de cumplimiento, fueron necesarias actualizaciones a la infraestructura energética y a los sistemas de control de administración. Se ejecutaron nuevas instalaciones de suministro con mecanismos de medición electrónica a prueba de manipulación, las

conexiones fueron selladas y fueron instaladas cajas de protección en los transformadores, entre otras mejoras. En Andhra Pradesh, la autoridades desarrollaron una base de datos de clientes centralizada llamada “herramienta de análisis del cliente”, que incluye información sobre medición, ejecución de facturación y cobros. Las instalaciones de procesamiento de base de datos y de generación de reportes permiten la acción correctiva inmediata cuando son detectadas irregularidades.

Esas reformas en ambos Estados han resultado efectivas. Según datos del Banco Mundial, las autoridades en Andhra Pradesh han perseguido más de 150,000 casos de robos en los primeros tres años después de que la ley de reforma fue promulgada, comparado con los 9,200 casos en los diez años anteriores. Unas 2.25 m de conexiones previas no autorizadas fueron regularizadas entre el 2003 y el 2008, y las pérdidas en transmisión y distribución cayeron de un 26% a menos de un 20% en el mismo período. CRISIL, una compañía analítica global, clasificó a Andhra Pradesh como el mejor estado de India con respecto a administración de energía en el 2003 y en el 2005; Gujarat fue clasificado segundo en el 2005. Los casos de robo en Gujarat cayeron de 107,985 en el 2003/04 a 77,068 en el 2006/07, y las pérdidas de distribución y transmisión cayeron al 21.5% en el 2006/07. Aunque dichas reformas han conducido a mayores precios en el estado, el resultado ha sido una fuente de electricidad más confiable. Gujarat es ahora uno de los pocos estados en India con un superávit energético consistente.

Lecciones para la República Dominicana

- Puede ser útil desarrollar una campaña pública para el reconocimiento del problema del robo de electricidad y colocarlo bajo escrutinio público. Esto debe incluir el hacer responsable a cualquier personal del estado y políticos que sean encontrados como cómplices en el robo de electricidad.
- Los acuerdos legales y regulatorios que rigen la seguridad del sistema de transmisión deben ser mejorados, con el objetivo particular de clarificar compromisos y responsabilidades.

- Es políticamente y físicamente prudente elegir como objetivos a los más aptos para el pago en el primer proceso de cualquier iniciativa para mejorar el cobro de facturas y para evitar el robo. El tomar como primer objetivo a los mejores barrios antes de expandir la campaña a los distritos más pobres, enviará una clara señal de que el gobierno no está favoreciendo más a los ricos que a los pobres.
- Las auditorías del consumo de energía podrían ser suministradas a los consumidores y a las empresas como fomento a la conservación de energía. Tal esquema también proporcionaría al gobierno un método altamente visible para demostrar sus preocupaciones y sus intenciones de tomar pasos prácticos para asistir a los consumidores. Al reclutar consumidores para resolver el dilema energético, el gobierno tiene la oportunidad de construir un sentido de responsabilidad compartida del problema.
- Deben ser consideradas las oportunidades para renovar o instalar equipos seguros de medición y otra infraestructura para detectar el robo y optimizar la facturación. Deberá ser dado el debido respeto al balance entre costos y mejoras potenciales de los ingresos.
- Aunque la reforma de tarifa conllevará finalmente a mayores precios, la confiabilidad del suministro de electricidad y las mejoras al servicio al cliente ayudarán a evitar cualquier rechazo público.

Puerto Rico: Enfrentado estructura pobre de la industria y gestión

El caso de Puerto Rico ilustra cómo las ineficiencias y la gestión pobre en la compañía eléctrica principal del estado puede exacerbar problemas existentes de falta de independencia energética, pobre disposición de energía, infraestructura inadecuada e inestabilidad financiera. Los nuevos esfuerzos ahora efectuados para rectificar la situación parecen prometedores en un principio.

Tal como la República Dominicana, Puerto Rico,

una isla vecina con una pequeña población de 3.6 m, está extremadamente basada en combustibles fósiles importados para sus necesidades de energía. En el 2012 el petróleo representaba el 65% de la generación de electricidad en Puerto Rico, según la Administración de Información de Energía de los EE.UU. El resto de la capacidad viene de gas natural (18%), carbón (16%) y fuentes renovables (1%). La falta de diversidad en sus fuentes de electricidad hace a Puerto Rico vulnerable a la volatilidad del precio de los combustibles fósiles: los precios de venta al por menor de electricidad se han más que duplicado en la pasada década, pasando de 12 centavos U.S./kWh en el 2004 a 26 centavos U.S./kWh en el 2014.

Insuficiencias en PREPA

La dependencia de Puerto Rico de combustibles fósiles para la generación electricidad, y las alzas resultantes de los costos de la electricidad, pueden ser en gran parte atribuidas a la estructura y a la mala gestión y supervisión de la empresa estatal Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (PREPA). Esta empresa autorreguladora posee el sistema de distribución de electricidad para la isla principal así como también para las islas de Vieques y Culebra, y también posee todas las estaciones generadoras exceptuando dos. El sistema de distribución carece de interconexión, de esa manera requieren que PREPA mantenga un gran margen de reserva en la capacidad de generación para garantizar la confiabilidad en la distribución. Esto ha sido causa de mayores costos de capital, operación y mantenimiento.

La mayor capacidad de generación existente de PREPA es suministrada por instalaciones anticuadas e ineficientes de combustible derivados del petróleo con costos de funcionamiento elevados y altas emisiones. Los planes recientes se han centrado en la rehabilitación de estas instalaciones en lugar de invertir en unas nuevas y más eficiente. La URS, una firma proveedora de ingeniería, construcción y servicios técnicos de los Estados Unidos, ha estimado que unos US\$100 millones de los US\$104 millones previstos para inversión en el 2012 fueron utilizados en esfuerzos

de rehabilitación, tales como capacidades duales de combustible y mejoras medioambientales. Los planes de inversión son motivo de la actual situación financiera de PREPA (a mediados del 2014 su deuda estaba en US\$8.6 mil millones), lo que ha limitado el alcance de la actualización del servicio.

A pesar de promesas de que las operaciones de la empresa mejorarían, poco progreso ha sido realizado. Los principales problemas continúan siendo: el robo de electricidad, las ineficiencias administrativas y el pobre servicio al cliente. Los esfuerzos en aprobar interconexiones a la red a través de medición neta han sido lentos, limitando la capacidad de los consumidores para vender el exceso de electricidad producido fuera de la red hacia PREPA. Los intentos del sector privado para impulsar fuentes de energía renovables se han quedado cortos.

Aunque la Ley 73, promulgada en el 2008 requiere que PREPA establezca el reglamento y los mecanismos de precios para que productores de energía privada arrienden su red para enero del 2010, la empresa ha vacilado, dejando que algunos participantes del sector privado tomen la problemática en sus propias manos. Renewable Power Development (RDA), un promotor con base en Estados Unidos, pidió arbitraje en abril del 2014 para forzar a la empresa a abrir la red. A PREPA le será pagado por el alquiler de la red pero por primera vez enfrentará competencia. Las distribuidoras del sector privado, particularmente las que suplen electricidad de fuentes renovables, podrían tener mayor eficiencia y costos inferiores en el sector eléctrico de Puerto Rico.

Supervisión independiente en los trabajos

Los esfuerzos actuales para que PREPA sea más confiable parecen ser promisorios en un principio. En mayo del 2014 el Gobierno de Puerto Rico aprobó la Ley de Transformación y Alivio de Energía, que creará una junta externa reguladora para monitorear los esfuerzos de PREPA para lograr una reducción de los costos de energía, cumplir con las futuras demandas de energía y diversificar la matriz de energía. Se le otorgará a la

junta la supervisión de tarifas de electricidad de PREPA, y se le requerirá a la empresa la presentación de un plan a la junta para alcanzar el objetivo de un 60% de generación de alta eficiencia por combustibles fósiles. Si el plan no es presentado, o es rechazado, la junta ofertará al sector privado la licitación de la construcción de nueva plantas energéticas. La intención es evitar que PREPA use recursos en plantas de energías anticuadas e ineficientes. Además, la legislación adopta nuevas reglas y normas sobre medición neta y transmisión de electricidad para garantizar que PREPA permita interconexiones a su red.

Lecciones para la República Dominicana

- Un regulador de electricidad debe ser independiente y no debe estar sujeto a presión ya sea de empresas estatales o del sector privado. También debe ser establecida una clara remisión para que el regulador opere de una manera transparente.
- El marco legal y regulador vigente de la distribución de electricidad debe ser reforzado y estar bien administrado para permitir y fomentar la participación del sector privado en el sistema. Recursos adicionales de distribución deben dirigir a mayor eficiencia y a la reducción de los costos de electricidad.
- Los fondos invertidos en actualizar y acondicionar las instalaciones ineficaces de generación existentes podrían ser mejor gastados en nuevas instalaciones, de gas natural, aunque esto requiera de una considerable participación del sector privado.

La Revolución de energías renovables de Uruguay

El caso uruguayo destaca la importancia de una estrategia de alto nivel, a largo plazo para reducir la dependencia de combustibles importados y crear estrategias de energías sostenibles y renovables que puedan dar paso a la autosuficiencia energética, inferiores costos, mejor abastecimiento e incluso nuevo potencial para exportaciones.

Tal como la República Dominicana, Uruguay, un pequeño país con una pequeña población (3.5 m), no tiene reservas de petróleo o de gas conocidas y una vez dependió principalmente de importaciones de petróleo y sus derivados para cumplir con sus necesidades energéticas. En años pico de la pasada década los combustibles fósiles representaban un 70% del total primario del suministro de energía de la red. Sin embargo, esa cifra cayó a 48% en el 2010 y se predice que caerá a 45% en el 2016, con el suministro por fuentes renovables de un 55%, según a la Dirección Nacional de Energía (DNE).

Los cambios significativos en el suministro de energía de Uruguay son el resultado de la expansión de la capacidad de generación cumpliendo con el aumento de la demanda y con las políticas de reducir la dependencia de combustibles fósiles. Esto ha bajado los costos de energía y han hecho al país menos vulnerable a las fluctuaciones de los precios mundiales del petróleo. También promete convertir a Uruguay autosuficiente en energía en el futuro cercano. La capacidad de energía instalada se espera que aumente en un 80-100% a corto plazo en comparación con los niveles del 2010, debido a nuevas fuentes de generación, y en particular a viento, biomasa, solar y gas natural. Además, Uruguay pronto podrá exportar energía a sus países vecinos.

Políticas guías de estrategia a largo plazo

La clave para esta transformación es una estrategia a largo plazo que establece el marco legal para este sector, la política energética 2005-30. La política energética fue formulada por el gobierno en el 2008 y fue aprobada por una comisión de energía multipartidista en el Congreso (la legislatura) dos años más tarde. La misma implica un fuerte compromiso para diversificar la matriz de energía y el aumento de fuentes renovables domésticas. Para este fin, desde el 2005, Uruguay ha invertido más del 3% de PIB anual en la transformación de su sistema de energía.

El DNE estima que energías renovables serán responsables del 55% de la matriz primaria de energía en el 2016 con capacidad de biomasa del

27%, leña 12%, energía hidroeléctrica 10%, energía eólica 5% y energía solar 1%. Esta es una meta ambiciosa en comparación con el promedio mundial para las energías renovables de un 17% y un promedio Europeo del 20%. Considerando solamente que el suministro de electricidad, en el 2013 provino en un 83% de fuentes renovables, principalmente hidroeléctrica, y la cifra se espera que aumente para el 2016 a un 90%.

Mientras tanto, Uruguay no ha dejado de invertir en exploraciones para petróleo y gas. Empresas del exterior y la compañía estatal de petróleo, Ancap, han invertido alrededor de US\$1.9 mil millones en exploraciones de petróleo y gas, de las cuales se contabilizan como fondos del exterior US\$1.6 mil millones. También se espera un aumento de la cuota de gas natural en la mezcla primaria de energía, a un 5% para el 2016, suponiendo que la primera terminal flotante del país de importación de GNL, desde la costa de la capital, Montevideo, esté en funcionamiento en ese momento.

Tomando ventajas del potencial eólico y de biomasa

Uruguay está tomando ventajas de todos sus residuos disponibles industriales, agrícolas y de los bosques para generar energía. Varias industrias que producen productos agrícolas han instalado plantas para generar electricidad de aserrín, de cáscaras arroz, "licor negro" de molinos de celulosa de goma, y residuos de caña de azúcar, soja y sorgo, que alimentan su propios procesos de producción y venden cualquier superávit de energía a la compañía estatal de electricidad de Uruguay, Administración Nacional de Usinas Transmisiones Eléctricas (UTE). Alrededor de 200 MW de capacidad de generación por biomasa se espera sean agregados para el 2015, debido al arranque de diez nuevos proyectos de biomasa.

Existe incluso mayor potencial para conexiones a la red por energía eólica debido a las condiciones favorables (vientos de altas velocidades y relativamente constantes) predominantes en partes del país. Dos parques eólicos propiedad de empresas españolas fueron inaugurados en el 2014. Cada uno comprendido por 25 turbinas

eólicas, cada una con 50 MW de capacidad instalada. Veintitrés parques eólicos se esperan que estén en funcionamiento para el 2016 con un costo total de inversión de US\$2.5 mil millones y con una capacidad de generación total de 1,300 MW, equivalente al 30% de la capacidad total.

Incentivos promocionan la inversión

El gobierno ofrece varios mecanismos financieros para promover a empresas de energías renovables. Un decreto del 2009 concede exenciones de impuestos a ingresos corporativos del 90% hasta el 2017, del 60% hasta el 2021 y del 40% hasta el 2023 en procesos, servicios, y equipos locales y maquinaria de producción relacionados con generación eléctrica de fuentes no tradicionales. Un decreto regulador de la Ley de Promoción de la Inversión concede varios beneficios fiscales a parques eólicos y a plantas de biomasa. El Banco de la República, la cual es propiedad del estado, ofrece créditos suaves a largo plazo a nuevas empresas con el objetivo de producir energía limpia.

Con estos incentivos en su lugar, es probable que Uruguay sea autosuficiente en generación de electricidad para mediados del 2016, con la incorporación de más de 2,000 MW de capacidad (1,300 MW en energía eólica, 200 MW en biomasa, 200 MW en solar y 530 MW de la planta Punta del Tigre). Como resultado se espera que las tarifas de electricidad se reduzcan, y esto debe contribuir a la reducción de los costos de producción industrial nacional y hacer los precios de los bienes de fabricación local más competitivos en el extranjero.

Aeropuerto “Verde” y perspectivas de exportación

Además, el gobierno se dispone a convertir el Aeropuerto Internacional Carrasco en el primer aeropuerto sostenible del mundo. A un costo de US\$10 millones, el Aeropuerto usará generadores eólicos y solares como su fuente de energía. Además, Montevideo está en pruebas de sus primeros taxis eléctricos, y el objetivo del gobierno es que todo el transporte público de Uruguay sea movilizado mediante electricidad.

Las perspectivas positivas para esta nueva

capacidad podrían convertir a Uruguay en un exportador neto de energía en los próximos años, con generación de energía proyectada a exceder la demanda eléctrica nacional en el año 2016. Uruguay comenzó a exportar electricidad a Argentina en el 2014, y estas exportaciones se espera que aumenten en el año 2015.

Algunos de los factores claves que han hecho un éxito la política de energía transformadora de Uruguay son la fuerte voluntad política, el papel de empresas públicas junto con empresas privadas y una política de estado ideada a través de un acuerdo multipartidario. Mientras que algunos objetivos no podrán cumplirse en su totalidad (objetivos para la energía eólica, por ejemplo, pueden no ser viables debido a los retrasos que se han producido en la instalación de algunos parques eólicos), el éxito a la fecha en el área de energías renovables de Uruguay es un modelo para los países de la región.

Lecciones para el República Dominicana

- Un fuerte compromiso político y nacional, así como un marco jurídico progresivo, son la clave para guiar a la política del estado hacia la diversificación e independencia energética, incluyendo el desarrollo de fuentes renovables nacionales.
- Un acuerdo multipartidista, como está previsto en el “pacto eléctrico” de la República Dominicana, puede formar la base para el consenso en la sociedad para la transformación del marco legal, de la matriz energética y de los hábitos de consumo de energía.
- Los incentivos de inversión y otras ayudas del gobierno, incluyendo financiamiento a bajo costo, son necesarios para atraer suficiente capital extranjero para el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- La transformación del sistema energético requiere inversión pública substancial, en el caso de Uruguay, esto ha superado el 3% del PIB anual desde el 2005. Esa inversión se paga en forma de una autosuficiencia mayor, costos reducidos de electricidad y competitividad económica mejorada. ■

3

Recomendación de políticas para el sector eléctrico de República Dominicana

Una solución integral a los problemas que desde hace mucho tiempo afectan al sector de la energía de la República Dominicana debe ser multifacética para abordar los problemas principales identificados anteriormente en este informe: el papel del estado; una estructura más eficiente, sus responsabilidades, las agencias reguladoras; gestión y administración del sector; la condición financiera de los distribuidores; y la estructura y tasas de tarifas, entre otros asuntos. Esta sección del reporte, dada a conocer por exploración e investigación de expertos, ofrece una serie de recomendaciones de políticas específicas y lineamientos diseñados para solucionar cada problema y para iniciar el proceso de colocar al sector de la electricidad en una trayectoria sostenible a largo plazo.

El papel del estado en el sector eléctrico

Un problema fundamental que se encuentra en el núcleo de los inconvenientes del sector eléctrico es la necesidad de determinar el papel apropiado del estado. Como se señala anteriormente en este artículo, a través de los años y tras varios esfuerzos de reforma, el estado ha salido parcialmente y luego vuelve a entrar en diferentes áreas operativas, con resultados mixtos. Estas reversas en la participación del estado en el mercado han contribuido a la falta de continuidad en la implementación de la política y de la reforma, la politización de las decisiones, la falta de transparencia y otras dificultades que afectan al sector. Las áreas potenciales de mejora son las siguientes:

- La función principal del estado en el sector eléctrico debe ser la de supervisor y regulador. El liderazgo del gobierno es crucial, pero un plan a largo plazo para el sector sería más exitoso si todos los interesados participan en su diseño y comprenden plenamente las iniciativas y las políticas propuestas. Además, es fundamental que el plan se base en un conjunto de datos indicadores y metas acordadas, y que incluya un plan de seguimiento estructurado para todos los participantes. También debe incluir un conjunto claro de las consecuencias por incumplimiento.
- El papel correcto del estado en el mercado debe ser un tema central de discusión en el pacto eléctrico y debe estar incluido en el plan estratégico a largo plazo subsecuente para el sector, junto a objetivos específicos y plazos para la implementación.
- El plan a largo plazo para el sector debe incluir por lo menos la privatización parcial de algunas áreas operativas, incluyendo la distribución y posiblemente también del complejo de carbón en Punta Catalina, actualmente bajo construcción. La estructura propuesta para las entidades privatizadas se explica más adelante en esta sección.
- Las entidades estatales que permanezcan en el sector eléctrico deben operar y estar sujetas a las mismas condiciones de mercado que la de los participantes del sector privado.

El papel y la estructura de las entidades reguladoras

Debe realizarse una revisión de los respectivos roles y de la estructura de los organismos reguladores en el sector para evitar la superposición de funciones, prevenir la politización de los procesos y decisiones, y mejorar la gestión y supervisión. Como existen responsabilidades superpuestas en las diferentes entidades productoras de políticas y supervisoras en la industria, sería más eficiente la unificación de todas las responsabilidades reguladoras bajo un moderador único, pero esto sería un objetivo a largo plazo cuyo logro dependería de un consenso de todo el sector. A corto y mediano plazo, es aconsejable en cambio definir mejor y separar los roles de los organismos existentes, como se explica a continuación.

- El Ministerio de Energía y Minas debe ser el único cuerpo de formulación de políticas del sector, responsable de su formulación e implementación (a través de agentes del sector, tal como sea apropiado).
- La Comisión Nacional de Energía (CNE) debería transferirse al ministerio de energía, ya sea como una subsidiaria o como división dentro de la estructura del ministerio. La CNE debe mantener su estatus como cuerpo independiente y su rol deberá estar limitado al de consejero, particularmente para problemas técnicos y para soporte del ministerio, responsable del planeamiento responsable y para proveer otros asesoramientos estratégicos. A tal efecto, el ministerio deberá tomar las funciones que actualmente realiza la CNE, de manera que se elimine la superposición de las obligaciones de las dos entidades. (Cambio de corto a mediano plazo).
- La Superintendencia de Electricidad (SIE) deberá ser un ente regulador independiente, operando dentro de un marco político definido y no sujeto a presión de entidades estatales o del sector privado. Su vinculación directa con la CNE no deberá ser necesaria en la práctica, ya que el papel de asesor de políticas de la CNE deberá en su lugar incorporarse al ministerio de energía;

sin embargo esta vinculación deberá continuar a corto plazo, hasta que sea apropiado enmendar la legislación. (Cambio de corto a mediano plazo)

- Si se convierte en una compañía tenedora de - y supervisora de - las empresas estatales -, como se recomienda (véase abajo), la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) será despojada de sus responsabilidades de realización de políticas.
- El Superintendente de la SIE, los asesores de la CNE y los directivos de la CDEEE deben ser designados para períodos que se extiendan más allá de los términos presidenciales de cuatro años (potencialmente seis años) o por períodos más cortos, pero sus términos deben ser escalonados para que sus cargos se mantengan entre los períodos presidenciales. El objetivo sería evitar nombramientos políticamente motivados y proporcionar estabilidad y continuidad a pesar de los cambios de gobierno. El fallo en llevar a cabo sus funciones adecuadamente, sin embargo, sería motivo de terminación anticipada. Los comisionados nombrados por el poder ejecutivo deberán tener un rango de experiencia en el sector eléctrico, garantizando así su competencia técnica y deben reflejar los intereses de las partes interesadas, especialmente los de ambos consumidores grandes y pequeños. (Cambio a mediano plazo.)

Garantizar la transparencia en el sector

Además de la estructura de las agencias reguladoras, otro componente clave para que un sector de la electricidad funcione adecuadamente es la transparencia. Esto implica establecer requisitos de procesos adecuados de auditoría y reportes, con las siguientes recomendaciones:

- Debe realizarse una auditoría de datos cuidadosamente especificada en el año 2016 para garantizar la exactitud de los datos de referencia utilizados para la medición del desempeño y seguimiento. Se realizó una auditoría externa de la CDEEE y de las distribuidoras en el año 2006-07, a sugerencia

del Banco Mundial. Las conclusiones de la auditoría no fueron sustanciales, tal vez porque se centró el cálculo en la cifra del índice de recuperación de efectivo, y por lo tanto no tomó en cuenta las cuestiones relacionadas con la subfacturación y el manejo de clientes no regulados que fueron identificados posteriormente por la administración. (Cambio de mediano plazo).

- Deberá ser implementada una contabilidad separada para los segmentos de precio regulado y no regulado. En el presente el desempeño del sector no puede ser evaluado y valorado con precisión debido a que las distribuidoras combinan datos de clientes regulados y no regulados. Esto oculta el bajo desempeño del sector regulado (en términos de pérdidas más altas y tasas de cobros más bajos), que está desfasado por los indicadores del sector no regulado suministrados directamente por las distribuidoras, los cuales generalmente muestran un mejor desempeño. Las prácticas de mejor regulación sugieren que, cuando la competencia y el monopolio se superponen, debería mantenerse una contabilidad separada de las ganancias y de los flujos de caja de los dos subsectores. Esto permitiría a las partes interesadas y a la administración evaluar más claramente y constantemente el desempeño solamente en el sector regulado (y permitiría a la reguladora supervisar el comportamiento en el mercado competitivo). (Cambio a mediano plazo).
- Debe existir una estricta adherencia de todas las entidades estatales y reguladoras a las leyes de transparencia que todas las entidades de gobierno están obligadas a seguir, dentro de un período de tiempo especificado.

La estructura de las instituciones en el sector energía

Se recomienda un cambio en la organización de las empresas estatales del sector para generar eficiencia, eliminar la duplicidad de responsabilidades y asegurar las economías de escala. No existe una respuesta perfecta para la

estructura organizativa, pero una decisión temprana de una manera adelantada permitiría a los equipos de administración ser elegidos y prepararse antes de un cambio de gobierno en el año 2016. Una mayor centralización de la gestión y control facilitaría la ejecución eficiente de proyectos sectoriales, mientras que los sistemas modernos de administración de trabajo podrían permitir la entrega eficiente descentralizada (localizada) de esos proyectos. Las recomendaciones incluyen lo siguiente:

- Teniendo en cuenta las implicaciones políticas de un proceso de privatización y el momento del proceso de discusión y aprobación, se recomienda que las tres empresas de distribución (Edesur Dominicana, Edenorte Dominicana y Empresa Distribuidora de Electricidad del Este) sean perfeccionadas y se consoliden en una sola entidad más eficiente. (Inicialmente, esto sería visto como un cambio administrativo, ya que la modificación de la legislación tendría que ser pospuesta para un momento más apropiado en mediano plazo. Las regulaciones actuales por empresa tendrían que continuar hasta entonces). Los recientes desarrollos en negocios de distribución y suministro de energía alrededor del mundo sugieren que el tamaño óptimo para la base de clientes de un distribuidor como tope sea 2 millones, lo que indica que la división del sector dominicano en entidades regionales separadas con menos de 700,000 clientes de pago ya no es la mejor opción. La introducción de mejoras en los sistemas de administración de clientes permitirían un enfoque racionalizado de administración central, pero con entrega descentralizada y focalizada en la prestación de servicios. Si la empresa de distribución de energía permanece en manos del sector público, el control debe ser transferido a una junta independiente de directores.
- Como primera particularidad, la CDEEE sería responsable de la supervisión efectiva de una compañía de distribución unificada bajo la nueva estructura propuesta. Sin embargo, otra opción sería contratar la administración de la

empresa a manos privadas, bajo estricta guía contractual y controles estrictos. Los contratos de administración privada incluyen un período de duración mínimo. Los nombramientos de la junta deben estructurarse cuidadosamente para permitir la cancelación anticipada y una compensación razonable para los mismos si la gestión va a ser contratada con el sector privado. (Cambio a mediano plazo, pero con planificación a corto plazo.)

- La CDEEE debe funcionar como una empresa de control y de administración de las empresas estatales de electricidad, incluyendo las empresas de distribución unificadas, la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID). (Cambio a mediano plazo).
- Se recomienda que el complejo termoeléctrico a carbón de Punta Catalina se incorpore al mercado y a las estructuras de administración y gestión de la CDEEE si se desea que permanezca en el sector estatal. Además, el proyecto debe reorientarse comercialmente a través de la incorporación como una empresa independiente y a través de un Acuerdo de Compra de Energía (PPA) vendiendo energía eléctrica a la CDEEE como comprador único. Cuando sea terminada la construcción, la ejecución del contrato de servicio y el acuerdo PPA, el proyecto podría estar sujeto a la participación del sector privado o a una venta completa - cualquier tenedora a través de la CDEEE tendría entonces un acuerdo de administración temporal. La venta de la central eléctrica ayudaría a generar fondos para el estado, incluyendo impuestos más altos que surgirían de las mejoras que el sector privado produciría para el desempeño de los negocios. (Cambio de mediano a largo plazo, con planificación a corto plazo.)
- Una sola junta de directores debe ser creada para actuar en nombre de las entidades estatales en el sector. Esta junta sustituirá las seis juntas separadas que existen hoy en día (una para cada una de las siguientes: CDEEE, ETED, EGEHID, EDESur, EDENorte y EDEEste). Los

criterios para los nombramientos de las posiciones de la junta deben ser estrictos en términos de requisitos mínimos académicos y profesionales y deben incluir experiencia profesional probada en el sector. Además, se recomienda que los períodos para los miembros de la Junta se extiendan a seis años, de cuatro en la actualidad, con el fin de separarlos de los ciclos electorales de cuatro años y esto permitirá que en esos períodos los miembros de la junta ocupen parte de dos períodos presidenciales. Esto ayudaría a limitar la posibilidad de nombramientos políticos y la interrupción que acompaña al cambio de posiciones de alto nivel durante las transiciones de una administración a otra. La junta debe incluir el/los director(es) ejecutivo(s) de las empresas y tal vez otro ejecutivo a tiempo completo. Los equipos ejecutivos manejarían las empresas individuales (distribución, transmisión y generación hidroeléctrica), con representación de la junta principal de la CDEEE. (Cambio a mediano plazo, con una planificación a corto plazo.)

- Una estructura de gestión única debe adoptarse en el sector de distribución, con un administrador especializado para cada actividad primaria: pérdidas en circuitos que requieren rehabilitación (C y D), pérdidas en circuitos regularizados (A y B), gestión de activos y gestión general de clientes. Para evitar las complicaciones que implicarían cambiar la ley de electricidad a corto plazo, sería necesario manejar la contabilidad regulatoria y corporativa para las empresas existentes a través de un proceso administrativo. Potencialmente, la función de administración de activos también podría incorporar la transmisión. El equipo directivo de nivel superior podría servir como el equipo directivo y la junta para los distribuidores como divisiones o empresas filiales. (Planificación a corto plazo, implementación a mediano plazo.)

Administración y Gestión de la industria

La politización en el sector eléctrico es un problema importante y ha dificultado el

funcionamiento y la aplicación efectiva de la reforma; también ha dado resultado a una falta general de transparencia. Se recomienda que las entidades estatales en el sector sean manejadas como empresas privadas, incluyendo incentivos basados en el mercado, planes de compensación basados en desempeño y otras buenas prácticas de negocio. Esto incluye, pero no está limitado a:

- Debe ser introducido un esquema de incentivos basado en la compensación para los técnicos y otros empleados de las empresas de distribución para garantizar un rendimiento óptimo y para mejorar los resultados de la empresa. El esquema elegido también debe incluir objetivos para la gerencia alta y mediana. Los objetivos de rendimiento de gestión adecuada dentro de cada función de especialista podrían formar la base de los planes de incentivos para fomentar el comportamiento correcto y los resultados deseados a través de la organización así como también de contratistas. (Cambio a mediano plazo).
- Los contratos de administración de directores generales individuales y sus equipos superiores deberían extenderse más allá de los ciclos políticos de cuatro años para garantizar la continuidad de la gestión. (Cambio a mediano plazo).
- Los procesos que no estén relacionados con el núcleo de las empresas y que sean propensos a deficiencias deben ser externalizados.
- Dentro del negocio de distribución, lo mejor sería establecer un modelo con un solo comprador actuando por el mercado regulado para garantizar una fuerte posición negociadora para el suministro de energía de los PPAs comerciales. El sector competitivo continuará, particularmente en el mercado no regulado, y podría ampliarse oportunamente cuando se resuelvan los subsidios. (Cambio de corto a mediano plazo).
- Los procesos de contratación competitiva en todos los ámbitos de todas las instituciones estatales deben ser la norma.

Los problemas financieros del sector de distribución

La mala calidad de los servicios, la falta de compromiso del cliente y las ineficiencias de la infraestructura han llevado a años de pérdidas de distribución y a la falta de pago de los servicios de electricidad. La falta de pago por parte del sector gobierno es otro problema que complica el tema. Aunque las pérdidas en distribución se han reducido, las mejoras se han estancado en los últimos años. Además, la cifra para el mercado regulado puede ser peor de lo que parece: no está claro hasta qué punto los resultados están influenciados por fuentes no reguladas, ya que no hay ninguna contabilidad separada para los dos segmentos en el sector estatal.

Los datos muestran que la mayor parte de las pérdidas de electricidad se originan en los circuitos informales donde históricamente no identificaron a los clientes, donde no existió ninguna medición y el consumo no autorizado era normal. Menos de un cuarto del total de las pérdidas surgen de circuitos rehabilitados con servicio de electricidad 24 horas. Esto indica que existen dos elementos específicos en el problema de las pérdidas de electricidad: (1) el fraude relativamente sofisticado y la corrupción en las zonas acomodadas (circuitos A y B) donde la calidad del servicio es adecuada; y (2) fraude oportunista y falta de pago en las zonas más pobres con redes informales (circuitos C y D) donde la calidad del servicio es deficiente. No se conoce la división de las pérdidas entre técnicas y no técnicas, y la administración de activos mejorada es necesaria para reducir las pérdidas técnicas en ambas distribución y transmisión, por ejemplo, reducir el número de transformadores sobrecargados y sub-cargados. El rendimiento de cobro es peor en los circuitos C y D, pero la evidencia indica que una combinación de la rehabilitación de la red con mejor servicio al cliente e interacción y medición de prepago podría traer problemas de pérdidas eléctricas y falta de pago.

Abordar estos problemas es fundamental para mejorar las finanzas del sector de distribución y poner fin a los apagones y a otros problemas de

servicio. Las recomendaciones son las siguientes:

- Debe asegurarse el financiamiento para la inversión muy necesaria y para las actualizaciones de la red de distribución y especialmente para la rehabilitación de circuitos. Este es un componente de cualquier plan para reducir las pérdidas. Dada la correlación entre el servicio de 24 horas y el pago puntual de facturas de electricidad observados en el pasado en la República Dominicana, debe darse prioridad a la prestación del suministro de electricidad 24 horas. Para lograr esto, el financiamiento protegido debe ser identificado y asignado a los proyectos de distribución durante un período de al menos cuatro años para rehabilitar todos los circuitos C y D y regularizar el suministro a los clientes sobre la base de proporcionar un suministro 24 horas. El financiamiento podría venir del gobierno, de los prestamistas multilaterales o por medio de ajustes específicos en una fórmula de transición de tarifa que permita la recuperación de los costos de capital y los ingresos en valor distribución (VAD), además de unos beneficios apropiados (distribuidos a través de todos los clientes). Más allá de este período de cuatro años, debería contemplarse un plazo potencialmente más duradero cuyo financiamiento garantizado y constante estará disponible para otras necesidades de inversión futura. (Planificación de corto a mediano plazo, entrega de mediano a largo plazo)
- La inversión cubrirá una nueva conexión segura, medición asociada con controles eficaces de antimanipulación, un sistema de pago para permitir el prepago y el costo de información y comunicación al cliente. Por lo general, el costo de capital (costo de infraestructura) para tal inversión es de aproximadamente US\$500 por cliente, mientras que la información y el elemento de servicio al cliente es de aproximadamente US\$100 por cliente. El financiamiento sería dependiente de la protección de los costos y de las actividades para evitar que los fondos se utilicen simplemente para pagar deudas a las generadoras u otros proyectos que podrían ser políticamente deseables. (Decisión a corto plazo).
- Debe establecerse un objetivo de no más de un 15% de energía no pagada (pérdidas técnicas y no técnicas más la falta de cobro) en el mercado regulado, en un plazo específico. Esto implicaría establecer un calendario con la reducción anual programada de pérdida, considerándolo conjuntamente con un esquema de tarifa de transición acordado previamente (véase la sección siguiente). Este plan debe hacerse público y debe ser aprobado por el ministerio de energía como encargado y por la SIE como la reguladora del sector. (Cambio a mediano plazo).
- Debería implementarse un esquema de “administración enfocada”, basado en la viabilidad comercial de cada circuito, en lugar de confiar en la gestión tradicional. Esto es facilitado por la capacidad en determinar las pérdidas y la recolección de datos circuito por circuito y los medios para asignar la potencia disponible a los circuitos de acuerdo con su viabilidad comercial. La tendencia alejándose de la administración general es típica en los sectores de electricidad más desarrollados, como los de América del Norte y Europa, especialmente donde hay competencia en el suministro. (Cambio a mediano plazo).
- Los procedimientos de facturación adecuados, así como la instalación extensa de medidores de prepago, también deben ser introducidos para optimizar el cobro y evitar el robo. Los medidores de prepago han sido utilizados con éxito en Sudáfrica, Colombia, Brasil, y Malawi y deben implementarse en la República Dominicana, principalmente en los circuitos C y D. El rendimiento de cobro es peor en los circuitos C y D, pero evidencias del proyecto El Manguito indican que una combinación de rehabilitación de redes, servicio al cliente e interacción y medición prepagada puede superar los problemas de pérdidas eléctricas y la falta de pago. Esto es consistente con la experiencia

reportada por CEPM, la empresa de distribución del sector privado en el este del país. (Cambio a mediano plazo).

- Sería útil el desarrollar una nueva campaña pública para reconocer el problema del robo de la electricidad y ponerlo bajo el escrutinio público. Esto debe incluir responsabilizar a cualquier personal y trabajadores del sector público quienes sean cómplices en el robo de la electricidad. (Ver estudio del caso de la India en la sección 2 de este informe). (Cambio de corto a mediano plazo).
- Las instituciones gubernamentales deben estar entre las asignadas a esos servicios eventuales de prepago si tienen un registro de mal pago, aunque la existencia de un margen para ofrecer exenciones puede ser necesario en algunos casos, como para los hospitales públicos. El cobro de deudas del gobierno central y de los municipios es frecuentemente lento, incluyendo aquellos relacionados con los suministros “no cortables” aquellas entidades que no pueden ser desconectadas de la red eléctrica. Otros países con problemas endémicos de este tipo, como Malawi y Nigeria, han recurrido a la medición de prepago incluso para el suministro del gobierno. (Cambio a mediano plazo).
- Un modelo de administración orientado al cliente es esencial, dirigido a involucrar al cliente final, mejorando el servicio al cliente y proporcionando nuevos incentivos para pagar los servicios de electricidad, impulsando así las tasas de pago. Esto incluye mejorar el servicio global y eliminar los apagones, pero también la introducción del uso de monederos electrónicos (e-wallets) y otras formas de inclusión financiera, esquemas diseñados para facilitar el pago de servicios, otros esquemas de incentivos de inclusión para mejorar las tasas de pago. (Cambio a mediano plazo).
- Una importante inversión es también necesaria para actualizar la red de transmisión para satisfacer la nueva demanda y conectar infraestructuras de nueva generación. El sistema de 138 kV puede manejar demanda solamente hasta unos 2,500 MW y unidades generadoras

individuales de hasta 300 MW. Con la demanda de electricidad aumentando de 3-5% por año, además de la oportunidad de incorporar al sistema la demanda aislada actualmente llenada por generación diesel privada, es urgentemente necesario poner en marcha una columna de transmisión de 350 kV ó 400 kV para asegurarse de que la demanda futura pueda ser alcanzada con seguridad. Además de su función fundamental de asegurar el abastecimiento, una red de transmisión mejorada también reducirá las pérdidas técnicas. (Cambio de mediano a largo plazo.)

Flujos de efectivo, tasas de tarifas y estructura de tarifas

La inversión en el sector se ha visto limitada por la debilidad y por la incertidumbre de los flujos de efectivo de la operación. Las finanzas gubernamentales han cargado con el riesgo de cambios en precios del petróleo y otros combustibles, riesgos de tipo cambiario y el déficit por el cambio en la mezcla de tarifas ya que más consumidores pequeños han sido incorporados en la base de clientes. La combinación de un presupuesto fijo gubernamental y la congelación de tarifas han llevado repetidamente a deficiencias de flujo de efectivo, atrasos con los generadores (incrementando mucho más los costos) y problemas de financiamiento del gobierno. Otro problema son las grandes deudas que las empresas estatales deben a las generadoras y a los bancos (estimadas en US\$800 millones en total en abril del 2015).

Como ejemplo de los riesgos involucrados, el peso dominicano se ha depreciado en torno al 120% en términos nominales desde el 2001, cuando el acuerdo Madrid fue firmado. Esto significa que el combustible denominado en dólares estadounidenses y los precios PPA han aumentado consiguientemente. La tarifa técnica, según lo establecido en la ley de electricidad, requiere que los costos de generación sean traspasados a los clientes y esto implica ajustes regulares en las tarifas, pero estos no han sido aplicados consistentemente o totalmente. Los gobiernos de otros países, como Bangladesh, han

reconocido que no puede continuar con estos riesgos y han implementado cambios, incluyendo sistemas basados en modelos similares a la técnica de tarifa de precios combinada con una disposición para el financiamiento de los subsidios (en forma de fondos de contingencias mantenidos en una cuenta en custodia o vehículo financiero similar) si esto se considera necesario en los momentos de costos altos de energía.

Otro problema político agregado es el esquema de tarifa progresiva. Aunque este método es una forma popular de ayudar a los pobres (suponiendo que el bajo uso de electricidad corresponda a altos niveles de pobreza), la experiencia en la República Dominicana ha dado paso a la falta de pago y al fraude. Las recomendaciones para abordar este problema son las siguientes:

- Actualmente, los precios mundiales bajos del petróleo proporcionan una oportunidad para avanzar hacia la aplicación de una estructura de transición de tarifas a mediano plazo. La aplicación de una tarifa técnica que refleje los costos reales de generación, transmisión y distribución debe ser un objetivo a largo plazo. (Cambio de corto a mediano plazo).
- Debe adoptarse un nivel de tarifa que refleje los costos reales sin cualquier subsidio convenido y cualquier ahorro en eficiencia alcanzable, junto con los objetivos de los distribuidores de energía de pérdidas anuales máximas. Actualmente, no sería políticamente posible pasar los costos de la ineficiencia del sector a los clientes, y por lo tanto es necesario un largo periodo de transición durante el cual el estado siga proporcionando subsidios para cubrir las altas pérdidas de electricidad y las bajas tasas de cobros en el mercado regulado. (Cambio de corto a mediano plazo, pero extendido hacia largo plazo.)
- Un problema con el mecanismo de subsidio hasta la fecha ha sido que todo riesgo asociado con los precios del petróleo y la devaluación del peso es cubierto por el gobierno porque las tarifas han sido congeladas. Mediante la introducción de ajustes de tarifa regular para reflejar los cambios en los costos de combustible

y tasas de cambio, el gobierno alcanzaría más eficazmente un presupuesto para los subsidios que aún serían necesarios durante la transición. Ajustes progresivos pequeños serían más fáciles de aceptar para los consumidores y serían políticamente menos difíciles de implementar.

- El esquema de tarifa progresivo actualmente instituido debe ser revisado, con el objetivo de reducir las distorsiones del mercado. Esto debe hacerse en colaboración con el Ministerio de Economía para determinar el impacto real de los cambios propuestos en la población del país.
- La información sobre la regulación de tarifas y cualquier cambio planificado debe estar disponible públicamente, para asegurar que el proceso de establecimiento de tarifa sea totalmente transparente. Es esencial el diálogo usual con las partes interesadas y especialmente con los consumidores, para informar que los objetivos previstos de incrementos de tarifa son esenciales. Aunque la reforma de tarifa en última instancia conducirá a precios más altos, la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica y las mejoras en el servicio al cliente ayudarán a mitigar cualquier contragolpe público. (Ver estudio del caso de Kenia, sección 2 de este informe). (Aplicación a mediano plazo).

Subsidios públicos para el sector energético

La necesidad de subsidios es el resultado de las pérdidas de electricidad, las ineficiencias de la red, una estructura de tarifas ineficaz y las decisiones políticas de imponer los riesgos de precio y la tasa de cambio del combustible al contribuyente a pesar de la carga que estas transferencias realizan en las finanzas públicas. Los subsidios han sido objeto de abuso, con algunos usuarios ajustando su consumo en los segmentos de consumidores que reciben subsidios. Con el final de la cobertura de subsidio a las áreas cubiertas por el anterior Programa Nacional de Reducción de Apagones, la introducción del subsidio focalizado Bonoluz fue un desarrollo positivo. Sin embargo, hay una necesidad apremiante de limitar los subsidios en general.

Las recomendaciones incluyen lo siguiente:

- Deben ser remediados los problemas subyacentes de las pérdidas de distribución y las ineficiencias, ya que son las causas de la necesidad de dichos subsidios.
- El subsidio existente al consumo de hasta 700 kWh por mes debe ser eliminado, aunque esto tendría grandes implicaciones políticas. La experiencia internacional sugiere que tarifas de “línea vital” de hasta 50-100 kWh por mes son eficaces. (Cambio de medio a largo plazo.)
- Es necesario un nuevo estudio para determinar el grupo objetivo que requiere un servicio de electricidad subsidiado (“focalización”). Entonces se establecerían criterios estrictos para los subsidios y subsidios cruzados. Este esfuerzo podría realizarse en colaboración con el ministerio de economía. (Cambio de corto a mediano plazo).
- Debe establecerse un vínculo claro entre las tarifas económicas y permitidas, con regulación independiente, para que el gobierno decida los niveles de subsidio asegurándose de que posea el financiamiento y las contingencias adecuadas. Este es el caso de Bangladesh, por ejemplo, donde el regulador determina las tarifas requeridas, teniendo en cuenta las fluctuaciones en los precios del combustible, potencialmente y mensualmente. Si el gobierno considera inaceptable un aumento propuesto, puede disponer de un fondo de subsidio preestablecido al menos hasta un tope específico fijado por la legislatura a través del proceso de presupuesto. La decisión es por lo tanto transparente y eficazmente controlada. (Cambio de corto a mediano plazo).
- Cualquier reducción gradual en las transferencias de la industria deberá acompañarse por una información clara y cronogramas transparentes para permitir a las empresas planificarse para la reducción de este apoyo y que sirva como un incentivo para ellos en reducir las ineficiencias y pérdidas. Al mismo tiempo, las empresas de electricidad deben presentar sus propios planes de inversión demostrables y programas para la reducción de pérdidas.

- Los subsidios deben tener tres componentes distintos, cuantificados y asegurados: pagos bajo esquemas sociales a los hogares pobres (Bonoluz), subsidios a la rehabilitación de los circuitos C y D y pagos “transicionales” para cubrir las ineficiencias del sector de la distribución que no pueden transmitirse a los clientes. Los subsidios no deben cubrir los costos y, más importante aún, los riesgos asociados con fluctuaciones en los precios del combustible y tasas de cambio. Cuando el gobierno cargue con riesgos, el presupuesto debe incorporar una suma de contingencia o deben ser consideradas estrategias de cobertura. (Cambio de corto a mediano plazo).

Mezcla de energía óptima y fuentes de y generación

El sector eléctrico dominicano ha sido históricamente dependiente en plantas generadoras basadas en petróleo cuando los precios del petróleo eran bajos. La expansión a gas natural, carbón, hidroeléctrica y eólica como fuentes de energía han ayudado a reducir la proporción de generación por combustible por debajo del 50%, pero más diversificación es necesaria si la generación por combustible debe ser reducida a su papel adecuado como generación pico o de emergencia, compitiendo como mérito de generación media sólo en momentos de precios bajos del petróleo. (Generación de mérito mediano llena la brecha entre carga base y carga máxima).

Estudios de demanda realizados en el 2009 indicaron una necesidad de alrededor de 1,200 MW de nueva capacidad (carbón o gas natural) antes del 2016, fecha cuando expiran los contratos del acuerdo de Madrid. En el 2011 la CDEEE afirmó que 1,500 MW serían más prudentes, y se inició el proceso de contratación. Las plantas de carbón de 770 MW que están siendo construidas por el gobierno y proporcionarán, por lo tanto, sólo una parte del requisito entre 2016 y 2020 si la función de generación por petróleo es reducida para satisfacer la demanda pico.

El gobierno dominicano no ha incumplido con el PPA desde 2002 y, a pesar de los retrasos

habituales en los pagos a las generadoras, el proceso de adquisición que se detuvo en el 2012 demostró un apetito entre los inversionistas para promover proyectos de gas natural y carbón. Aunque la combinación actual de energía de la República Dominicana es adecuada y sostenible, es necesario aumentar la inversión en generación. Sin embargo, los riesgos comerciales asociados a las ineficientes empresas de distribución, así como las distorsiones de mercado introducidas por el acuerdo de Madrid, actúan como barreras a la inversión en el sector. Por otra parte, el proceso de licitación para ampliar la generación ha sido obstaculizado por la falta de transparencia y continuidad. La disposición de los inversionistas en realizar compromisos con el sector aumentará sólo si se abordan estos temas, y si se resuelven los problemas de tarifas y flujo de efectivo que afectan a las distribuidoras. Las recomendaciones son las siguientes:

- Debe desarrollarse un plan estratégico y financiero fuerte con respecto a la combinación energética. En esto puede incluirse la expansión de la terminal de gas natural licuado (GNL), una cobertura para los precios de los combustibles y una segunda terminal de GNL de cobertura contra el riesgo de huracanes mientras se reduce el monopolio energético de las AES en el suministro de GNL. Las instalaciones esenciales de las terminales deben ser objeto de regulación independiente y acceso transparente de terceros. (Cambio a mediano plazo).
- La energía eólica y los proyectos de hidroeléctricas han ayudado a diversificar el suministro, y hay espacio para mayor expansión. Sin embargo, el desarrollo masivo adicional de estas dos fuentes no sería económicamente viable, en gran parte reflejo de la reciente caída en los precios del petróleo y la expectativa de continuación de dichos precios a mediano plazo.
- Los incentivos para el desarrollo de fuentes renovables, como el financiamiento a bajo costo, deben ser mantenidos o ampliados. El desarrollo adicional modesto de un sector de energía renovable nacional podría ayudar a

ampliar la cobertura en las zonas rurales que no están debidamente vinculadas a la red nacional o tienen suministro precario de energía, ofreciendo opciones para los consumidores urbanos que actualmente utilizan sistemas de generación de respaldo costosos. (Cambio a mediano plazo).

- Hasta que las empresas de distribución estén consolidadas en una sola entidad, los contratos deben ser negociados con las generadoras de energía como comprador único, y no sobre la base de contratos separados con cada distribuidora. Es posible incluir en las negociaciones cualquiera de los problemas relativos a los atrasos en los contratos existentes, mientras esta proyección necesite ser corregida. Un proceso de licitación competitivo y transparente es generalmente el camino a seguir recomendado en los países en desarrollo. (Planificación a corto plazo, con entrega de mediano a largo plazo.)
- El papel en el mercado del complejo de carbón termoeléctrico de Punta Catalina debe determinarse mediante un nuevo PPA antes que el complejo entre en funcionamiento (en el 2017). Sin tal acuerdo, será difícil para el sector de distribución contratar a generadoras existentes para otras necesidades o nuevos proyectos. Ya sea que la decisión sea tomada para operar las plantas de carbón como una entidad corporativa separada, una PPA ayudaría a alejarse del control diario por la CDEEE y dejarlos dentro de un período predeterminado para ser operados de acuerdo con una estructura orientada al mercado bajo administración privada. (Planificación a corto plazo, entrega a largo plazo)

Programas de conservación de energía y eficiencia energética nacional

La combinación de la rehabilitación de la red y el manejo mejorado de activos tanto en transmisión como en distribución debe conducir a una reducción de pérdidas técnicas, que debe ser la base de cualquiera de los planes para mejorar la eficiencia y conservación energética en la

República Dominicana. Además de esto, las siguientes recomendaciones surgen de los análisis anteriores:

- Las iniciativas existentes de eficiencia energética deben ser continuadas y ampliadas en los sectores públicos y privados. Estos programas deben tener como objetivo reducir la demanda máxima y el consumo total de energía. Las evidencias de los proyectos de rehabilitación de la red indican que inclinarse hacia el suministro de 24 horas no aumentará la demanda a corto plazo, ya que la demanda simplemente se esparce sobre un período más largo. Mientras los esfuerzos para mejorar las tasas de pago sean exitosos y los clientes empiecen a pagar su electricidad en conjunto con un mejor servicio, especialmente a través de medidores de prepago, ellos mismos reducirán su consumo y utilizarán la electricidad más sabiamente. (Cambio a mediano plazo).
- Las autoridades deben revisar la demanda y la necesidad de una nueva capacidad en el mercado regulado a partir del 2016. En el 2013 la CNE encargó un estudio sobre la demanda a largo plazo, que puede ser útil en este ejercicio. Las auditorías de consumo de energía podrían ofrecerse a los consumidores y a las empresas como un medio de fomento de la conservación. El esquema también podría proporcionar al gobierno una manera de demostrar su preocupación y su intención de tomar medidas prácticas para ayudar a los consumidores. Al reclutar consumidores para fomentar la causa de resolver el dilema de la energía, el gobierno tiene la oportunidad de construir un sentido de responsabilidad compartida para el problema. (Ver estudio del caso de Uruguay, sección 2 de este informe). (Cambio a mediano plazo). ■

4

Implementación de recomendaciones de política para el sector eléctrico

Las recomendaciones presentadas en la Sección 3 de este informe han sido desarrolladas dentro de un plan de datos generales que permite la planificación y la toma de decisiones en el periodo previo a la inauguración de un nuevo gobierno en agosto del 2016. La implementación del plan puede entonces comenzar rápidamente. El análisis de la política continuaría ejecutándose en paralelo con la implementación de aplicación de gestión de proyectos y en la distribución (por la CDEEE), siendo esta el área más crítica en la cual los problemas deben ser abordados inmediatamente.

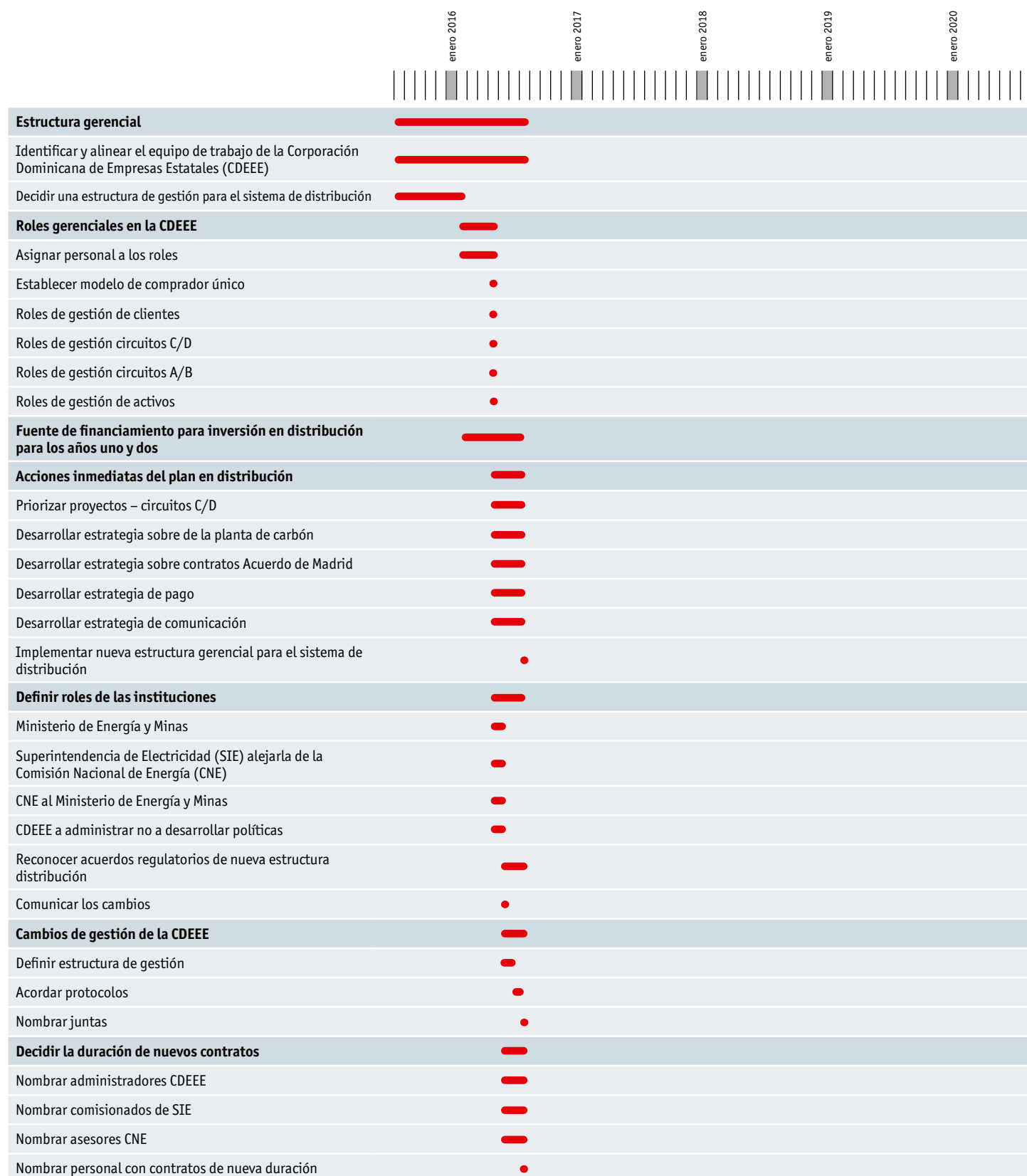
Para cumplir con el objetivo de resolver los problemas del sector de distribución para mediados del 2020 (a finales del próximo periodo presidencial), será esencial que los equipos y los nuevos administradores estén listos para empezar la ejecución tan pronto como sea posible. Idealmente, los planes, el financiamiento y las comunicaciones estarían ya configuradas. Otras áreas claves, tales como subsidios y estrategia de tarifas, necesitarán más análisis para llegar a la etapa de propuestas de políticas detalladas de aplicación durante un largo periodo de tiempo para evitar el provocar disturbios sociales.

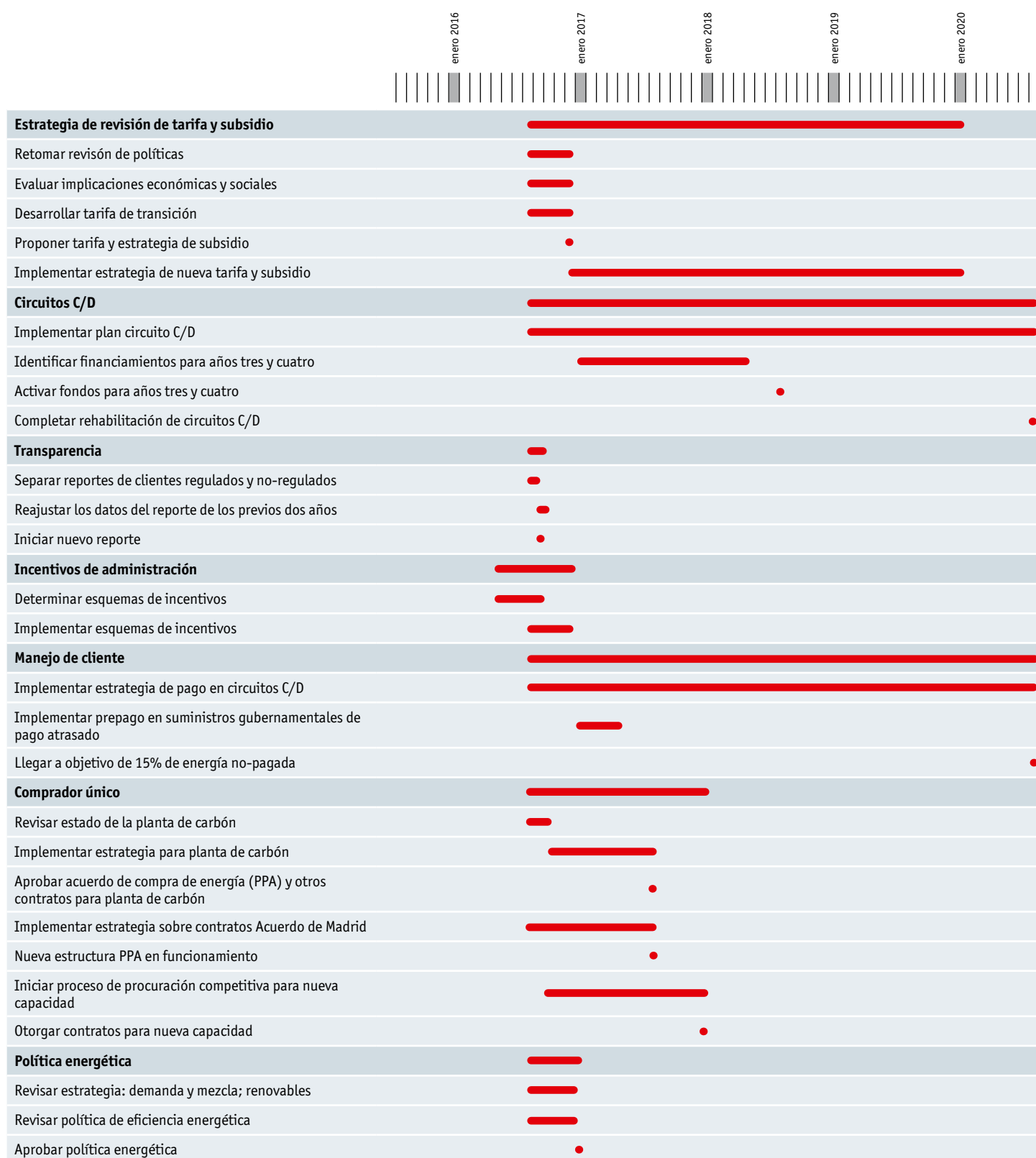
La tabla siguiente establece un marco general y un calendario para cambios en la política y su aplicación a corto, mediano y largo plazo, teniendo en cuenta que la estrategia se implementaría en gran parte entre el 2016 y el 2020. Las tareas inmediatas implican redefinir la estructura administrativa de la CDEEE y reevaluar los roles de las diversas instituciones en el sector, un proceso que debe comenzar antes de agosto del 2016. Esto debe ser seguido de acciones concretas durante el resto del 2016 para comenzar a corregir los problemas que afectan al sector de distribución.

Otros cambios institucionales y de administración también serían iniciados en este periodo y continuarían en el 2017 por decisiones relacionadas con nuevos contratos de comprador único, el estado de las nuevas plantas de carbón y las fuentes adicionales de financiamiento para las mejoras necesarias en el sector de distribución. Las medidas para abordar los problemas a largo plazo, tales como la estructura de tarifas, rehabilitación de circuitos y gestión de clientes, serían continuadas luego del 2017.

Este informe y el esquema presentado a continuación no pretenden incluir recomendaciones de posibles políticas para el sector de la energía de la República Dominicana. En cambio, están diseñados para ilustrar cuales son los componentes que la Economist Intelligent Unit considera más críticos de una estrategia que colocará a la industria eléctrica enferma por muchos años en un camino financiero y operacional sostenible y permitirá mejorar el servicio y la satisfacción del cliente. Esto, a su vez, debe contribuir a mejorar la competitividad económica y el rendimiento económico general. Hemos basado estas recomendaciones en conocimientos expertos recopilados durante el curso de nuestras investigaciones y reuniones de la junta asesora, así como en la experiencia de otros países que han experimentado problemas similares en sus sectores de energía. Las propuestas están diseñadas para proporcionar informaciones e ideas para las autoridades de la República Dominicana, en lugar de entregarlas con un plan de acción completamente desarrollado y definitivo con fechas específicas. Esto será responsabilidad de los encargados de tomar las decisiones en el país, que ven claramente la urgencia de dicha tarea. ■

Calendario general para el cambio y la implementación de políticas







Bibliografía

Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE), “Informe de Situación del Sistema Eléctrico Dominicana para julio del 2014”. Julio 2014.

AES Dominicana, “Informe Estadístico 2013”. 2013.

Banco Central de la Republica Dominicana, “Informe de la Política Monetaria Mayo 2013”. Disponible en: http://www.bancentral.gov.do/publicaciones_economicas/infome_pm/Informepm2013-05.pdf, acceso en Octubre 2014 .

Banco Central de la Republica Dominicana, “Informe de la Economía Dominicana Diciembre 2013”. Disponible en: http://www.bancentral.gov.do/publicaciones_economicas/infeco/infeco2013-12.pdf, acceso en Octubre 2014.

Cochón, Marcos, “Evolución del Sector Eléctrico Dominicano”. Disponible en: www.adie.org.do, acceso en Octubre 2014.

The Economist Intelligence Unit, “Outlook for the Dominican Republic, Global Forces and Domestic Impact”. Febrero 2012.

Empresas Distribuidoras de Electricidad CDEEE , EGEHID y ETED , “Informe de Desempeño del Sector Eléctrico “. Febrero 2014 .

Harvard University, “Los Cocos Wind Project Dominican Republic”. Disponible en: <http://research.gsd.harvard.edu/zofnass/menu/current-research/infrastructure-360/los-cocos-wind-project-dominican-republic/>, acceso en Septiembre 2014.

Infrastructure Development Finance Company (IDFC), “Power distribution reforms in Andhra Pradesh”. Disponible en: <http://www.idfc.com/pdf/publications/AP-Distribution-Reforms-Draft-Report.pdf>, acceso en Octubre 2014.

IDFC. “Power distribution reforms in Gujarat”. Disponible en: <http://www.idfc.com/pdf/publications/GujaratDistribution-Reforms-Draft-Report.pdf>, acceso en Octubre 2014.

IMF, “Energy Subsidy Reform in Sub-Saharan Africa: Experiences and Lessons “. Disponible en: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/dp/2013/afr1302.pdf>, acceso en Octubre 2014.

Jiménez Bichara, Rubén, “Sector Eléctrico: Hacia un Plan Integral”. 20 de Marzo del 2013.

Morrison, Milton, "Reducción de Pérdidas: Evolución, Impacto Económico y Perspectivas Reales para el Sector Eléctrico Dominicano". Seminario Internacional sobre Control de Pérdidas, Smart Grid y Calidad de Los Servicios de Distribución, 2014.

Morrison, Milton, "Historia Pendular del Sector Eléctrico". Listín Diario, Septiembre 26 2014.

NRECA International, Ltd and US Agency for International Development (USAID), "Análisis de Tarifas y Subsidios en el Sector Eléctrico de la Republica Dominicana". 2004.

Oficina de Servicios Legislativos: Asamblea Legislativa de Puerto Rico, "No. 57-2014: Puerto Rico Energy Transformation and RELIEF Act". Disponible en: <http://www.oslpr.org/download/en/2014/A-057-2014.pdf>, acceso en Octubre 2014.

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de La Republica Dominicana, "Memorias 2013". Disponible en: <http://www.oc.org.do/>, acceso en Septiembre 2014.

Senderowitsch, Robby, and Tsikata, Yvonne M., "From the International Financial Crisis Towards Inclusive Growth in the Dominican Republic". World Bank Policy Notes. The World Bank, República Dominicana. 2010.

República Dominicana, "Ley No. 5707 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales". Aprobado en Mayo 2007.

World Economic Forum, "Global Competitiveness Report 2014-15". 2014.

World Bank, "Doing Business 2014". 2014.

World Bank, "Reforming the Power Sector: Controlling Electricity Theft and Improving Revenue". Disponible en: http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/272bhatia_Gulati.pdf, acceso en Octubre 2014.

Si bien todo el esfuerzo ha sido efectuado para verificar la exactitud de esta información, ni la Economist Intelligence Unit Ltd., ni el patrocinador de este informe pueden aceptar ninguna responsabilidad legal o de cualquier otro índole de parte de ninguna persona en este informe ni por ninguna de la información, las opiniones o conclusiones que figuran en el mismo.

Londres

20 Cabot Square
London
E144QW
Reino Unido
Tel: (44.20) 7576 8000
Fax : (44.20) 7576 8476
E-mail: london@eiu.com

Nueva York

750 Third Avenue
5th Floor
New York, NY 10017
Estados Unidos
Tel: (1.212) 554 0600
Fax : (1.212) 586 0248
E-mail: newyork@eiu.com

Hong Kong

6001, Central Plaza
18 Harbour Road
Wanchai
Hong Kong
Tel: (852) 2585 3888
Fax: (852) 2802 7638
E-mail: hongkong@eiu.com

Ginebra

Boulevard des
Tranchées 16
1206 Ginebra
Suiza
Tel: (41) 22 566 2470
Fax: (41) 22 346 93 47
E-mail: geneva@eiu.com